

FABÍOLA SENA VIEIRA SILVEIRA

**MODELO INTEGRADO PARA AVALIAÇÃO DE
PROJETOS DE INVESTIMENTO NO SETOR
ELÉTRICO**

**FLORIANÓPOLIS
2001**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**MODELO INTEGRADO PARA AVALIAÇÃO DE
PROJETOS DE INVESTIMENTO NO
SETOR ELÉTRICO**

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

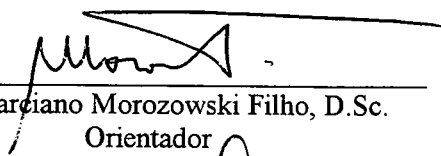
FABÍOLA SENA VIEIRA SILVEIRA

Florianópolis, Julho de 2001.

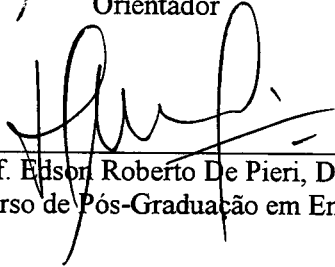
MODELO INTEGRADO PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO NO SETOR ELÉTRICO

Fabiola Sena Vieira Silveira

‘Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

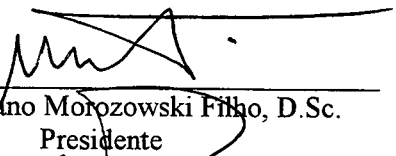


Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.
Orientador

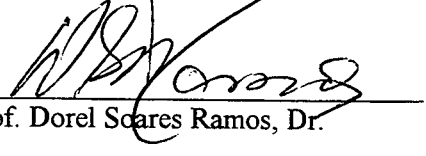


Prof. Edison Roberto De Pieri, Dr.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

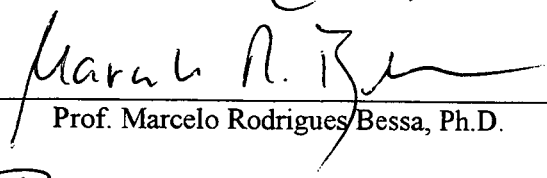
Banca Examinadora:



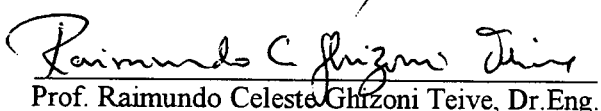
Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.
Presidente



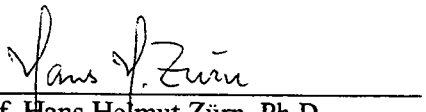
Prof. Dorel Soares Ramos, Dr.



Prof. Marcelo Rodrigues Bessa, Ph.D.



Prof. Raimundo Celeste Ghizoni Teive, Dr.Eng.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Para Luciano
e aos Espíritos de Luz
que me acompanham.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Marciano Morozowski Filho pela orientação e confiança dispensadas ao longo deste trabalho.

Aos professores Dorel Soares Ramos, Marcelo Rodrigues Bessa, Raimundo Celeste Ghizoni Teive e Hans Helmut Zürn pela participação na banca examinadora e pelas contribuições ao trabalho.

Aos professores e colegas do Labplan que me acompanharam e me auxiliaram durante a realização deste trabalho. Um agradecimento especial à Professora Gladis Bordin Schuch e ao colega Marcelo Neujahr Agostini.

Aos demais professores do Departamento de Engenharia Elétrica pelo embasamento teórico.

À Universidade Federal de Santa Catarina pelo apoio técnico e ao CNPq pelo apoio financeiro.

Ao Luciano pelo amor e compreensão.

Aos meus pais por eu existir.

A todos que me apoiaram e incentivaram a desenvolver esta tese.

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

MODELO INTEGRADO PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO NO SETOR ELÉTRICO

Fabíola Sena Vieira Silveira

Julho/2001

Orientador: Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Planejamento Econômico-Financeiro, Avaliação de Projetos, Análise de Risco, Contratos de Opção, Teoria de Carteiras.

Número de Páginas: 165.

A introdução do regime competitivo no mercado de energia elétrica brasileiro conta com novos agentes e novas possibilidades de negócios, refletindo sobre as metodologias e os modelos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos. Assim, as metodologias e os modelos tradicionalmente empregados no planejamento devem ser complementados por novos enfoques. O presente trabalho de pesquisa propõe uma metodologia e um modelo, adequados à avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo. O modelo proposto aborda as questões técnico-econômicas e econômico-financeiras do problema de análise de projetos. A abordagem utilizada para resolver este problema é a simulação dinâmica. O modelo calcula o perfil de risco e retorno de carteiras de projetos de investimento, com ênfase em projetos de geração. As receitas dos projetos são calculadas segundo os cenários hidrológicos, a partir de contratos firmados e contempla algumas das principais regras de comercialização do Mercado Atacadista de Energia (quais sejam: Mecanismo de Realocação de Energia, Excedente Financeiro e Contabilização/Liquidação). Os contratos podem ser modelados como: negociação exclusiva no *spot*, contratos bilaterais e contratos de opção (venda de *call* e compra de *put*).

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering.

INTEGRATED MODEL TO INVESTMENT PROJECTS EVALUATION IN ELECTRICAL SECTOR

Fabíola Sena Vieira Silveira

July/2001

Advisor: Marciano Morozowski Filho.

Area of Concentration: Electrical Energy Systems Planning.

Keywords: Economic-Financial Planning, Projects Evaluation, Risk Analysis, Options Contracts, Portfolio Theory.

Number of Pages: 165.

The current structure of the Brazilian electric energy market presents new agents and new business possibilities, reflecting on methodologies and models of electric systems expansion planning. Thus, the methodologies and models traditionally used in planning should be complemented by new focuses. This work proposes a methodology and a model, both appropriate for the evaluation of investment projects in competitive environment. The proposed model contemplates two subjects (technical-economic and economic-financial) of the project analysis problem. The approach used to solve this problem is the dynamic simulation. The model calculates risk and return of projects portfolio, emphasizing generation projects. The revenues of the projects are calculated according to hydrological scenarios, based on contracts and the main rules of the Wholesale Energy Market (which are: Energy Reallocation Mechanism, Financial Surplus and Accounting/Settlement). The contracts can be modeled as: exclusive negotiation at the spot market, bilateral contracts and option contracts (sell call and buy put).

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	xii
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xiii
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação	1
1.2 Apresentação do Problema	2
1.3 Objetivos	3
1.4 Estrutura do Trabalho	3
CAPÍTULO 2 METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS	5
2.1 Evolução das Metodologias de Planejamento.....	5
2.1.1 <i>Período Pré-Reforma</i>	5
2.1.2 <i>Período Pós-Reforma</i>	13
2.2 Perspectivas para a Metodologia de Planejamento	18
2.2.1 <i>Nova Estrutura de Planejamento</i>	19
2.2.2 <i>Novos Conceitos na Análise de Projetos</i>	22
2.2.3 <i>Proposta de Metodologia para Análise de Projetos</i>	25
2.3 Conclusões	30
CAPÍTULO 3 MODELOS PARA PLANEJAMENTO: EVOLUÇÃO E PROPOSTA DE MODELAGEM	32
3.1 Evolução dos Modelos para Planejamento	32
3.1.1 <i>Enfoque Técnico-Econômico</i>	34
3.1.2 <i>Enfoque Econômico-Financeiro</i>	40
3.2 Proposta de Modelo para Análise de Projetos	49
3.2.1 <i>Análise do Enfoque Técnico-Econômico</i>	49
3.2.2 <i>Análise do Enfoque Econômico-Financeiro</i>	53
3.2.3 <i>Integração dos Enfoques e Proposta de Modelagem</i>	58
3.3 Conclusões	62

CAPÍTULO 4 ANÁLISE DO PROBLEMA DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS EM AMBIENTE COMPETITIVO	63
4.1 Caracterização do Problema de Avaliação de Projetos.....	63
4.2 Análise de Risco	68
4.2.1 Carteira Composta por Dois Ativos	68
4.2.2 Carteira Composta por Múltiplos Ativos	72
4.3 Gestão do Risco através de Contratos.....	78
4.3.1 Contratos de Opção: Conceitos	79
4.3.2 Contratos de Opção: Aplicação no Setor Elétrico.....	86
4.4 Conclusões	91
CAPÍTULO 5 PROPOSTA DE MODELO	92
5.1 Aspectos Conceituais.....	92
5.1.1 Técnicas de Solução	92
5.1.2 Diagrama de Laço Causal.....	98
5.2 Aspectos Computacionais.....	100
5.2.1 Subproblema de Gestão Operacional.....	101
5.2.2 Subproblema de Financiamento.....	120
5.2.3 Subproblema de Gestão Financeira.....	122
5.2.4 Subproblema de Investimento.....	124
5.3 Conclusões	128
CAPÍTULO 6 APLICAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS	130
6.1 Caracterização do Estudo de Caso	130
6.2 Etapa 1: Análise de Projetos Individuais	135
6.3 Etapa 2: Análise de Carteiras de Projetos	137
6.4 Etapa 3: Análise de Carteiras de Projetos com Contratos Bilaterais	139
6.5 Etapa 4: Análise de Carteiras de Projetos com Contratos de Opção.....	143
6.6 Etapa 5: Análise de Estratégias de Risco	147
6.7 Conclusões	151
CAPÍTULO 7 CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA	153
7.1 Contribuições	153
7.2 Tópicos para Pesquisa.....	156
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	158

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura Setorial no Período Pré-Reforma.....	6
Figura 2 – Processo de Planejamento no Período Pré-Reforma.....	8
Figura 3 – Planejamento Baseado na Confiabilidade.....	10
Figura 4 – Fluxo de Informações no Planejamento.....	12
Figura 5 – Estrutura Setorial no Período Pós-Reforma.....	13
Figura 6 – Estrutura e Funcionamento do MAE.....	14
Figura 7 – Processo de Planejamento no Período Pós-Reforma.....	18
Figura 8 – Estrutura de Planejamento: Enfoque Técnico-Econômico.....	19
Figura 9 – Estrutura de Planejamento: Enfoque Econômico-Financeiro.....	20
Figura 10 – Corporação e UEN's no Setor Elétrico.....	21
Figura 11 – Estrutura de Planejamento: Integração dos Enfoques.....	22
Figura 12 – Avaliação de Projetos na Pré-Análise.....	26
Figura 13 – Avaliação de Títulos por Métodos de Risco.....	29
Figura 14 – Evolução dos Modelos para Planejamento.....	32
Figura 15 – Cadeia Hierárquica de Modelos da Fase I.....	34
Figura 16 – Cadeia Hierárquica de Modelos da Fase II.....	36
Figura 17 – Decomposição do Planejamento da Expansão no MODPIN.....	39
Figura 18 – Estrutura de um Modelo Corporativo.....	41
Figura 19 – Estrutura do Balanço Patrimonial.....	45
Figura 20 – Estrutura do MPEF/DS.....	48
Figura 21 – Subproblemas de Operação e Investimento.....	49
Figura 22 – Planejamento Técnico-Econômico: Fluxos Físico e Financeiro.....	52
Figura 23 – Subproblemas de Investimento e Financiamento.....	53
Figura 24 – Estrutura de Capital e Custo de Capital: Corrente Tradicional.....	54
Figura 25 – Estrutura de Capital e Custo de Capital: Corrente Modigliani-Miller.....	55
Figura 26 – Subproblemas de Financiamento de Longo e Curto Prazo.....	56
Figura 27 – Interações entre Financiamento de Longo e Curto Prazo.....	57
Figura 28 – Gestão Econômico-Financeira dos Projetos.....	59
Figura 29 – Estrutura do Modelo Proposto.....	60
Figura 30 – Fluxo de Caixa de um Projeto Típico.....	63
Figura 31 – Conjunto de Fluxos de Caixa de um Projeto.....	65
Figura 32 – Carteira Composta por Dois Ativos.....	69
Figura 33 – Carteira Composta por Dois Ativos: Variação no Coeficiente de Correlação.....	71

Figura 34 – Carteira Composta por Múltiplos Ativos	72
Figura 35 – Tipos de Riscos	75
Figura 36 – Carteira de Mercado	76
Figura 37 – Relação entre Retorno e Risco de Ativo	77
Figura 38 – Compra de Opção de Compra	80
Figura 39 – Compra de Opção de Venda	80
Figura 40 – Venda de Opção de Compra	81
Figura 41 – Venda de Opção de Venda	82
Figura 42 – Variabilidade do Preço <i>Spot</i> : Opção de Compra	84
Figura 43 – Variabilidade do Preço <i>Spot</i> : Opção de Venda	84
Figura 44 – Cadeia de Suprimento de Eletricidade	87
Figura 45 – Árvore de Decisão: Contrato Bilateral	88
Figura 46 – Árvore de Decisão: Contrato de Opção	88
Figura 47 – Características das Abordagens para Modelagem	93
Figura 48 – Classificação das Linguagens de Simulação	95
Figura 49 – Tipologia dos Modelos	97
Figura 50 – Diagrama de Laço Causal do Modelo SUN	99
Figura 51 – Fluxograma do Modelo SUN	101
Figura 52 – Participação dos Submercados na Energia Assegurada do Sistema	131
Figura 53 – Estrutura de Capital dos Projetos	132
Figura 54 – Custo Unitário da Energia Assegurada dos Projetos	133
Figura 55 – Energia Alocada dos Projetos	133
Figura 56 – Evolução do CMO por Série Hidrológica: Submercado Sul	134
Figura 57 – Evolução do CMO por Série Hidrológica: Submercado Sudeste	134
Figura 58 – Etapa 1: Níveis de Risco-Retorno	135
Figura 59 – Etapa 1: Volume de Investimento e de Retorno dos Projetos	136
Figura 60 – Etapa 2: Curva Risco-Retorno	137
Figura 61 – Etapa 2: Participação dos Projetos na Carteira de Mínimo Risco	138
Figura 62 – Etapa 2: Volume de Investimento e Retorno da Carteira de Mínimo Risco	138
Figura 63 – Etapa 3: Curva Risco-Retorno para Contratação Bilateral de 25%	139
Figura 64 – Etapa 3: Curva Risco-Retorno para Contratação Bilateral de 50%	140
Figura 65 – Etapa 3: Curva Risco-Retorno para Contratação Bilateral de 75%	140
Figura 66 – Etapa 3: Curva Risco-Retorno para Contratação Bilateral de 100%	141
Figura 67 – Etapa 3: Participação dos Projetos na Carteira de Mínimo Risco	142
Figura 68 – Etapa 3: Volume de Investimento e de Retorno da Carteira de Mínimo Risco	142
Figura 69 – Etapa 4: Curva Risco-Retorno para Venda de <i>Call</i>	144

Figura 70 – Etapa 4: Curva Risco-Retorno para Compra de *Put* 144

Figura 71 – Etapa 4: Curva Risco-Retorno para Dupla Compra de *Put*..... 145

Figura 72 – Etapa 4: Participação dos Projetos na Carteira de Mínimo Risco..... 146

Figura 73 – Etapa 4: Volume de Investimento e de Retorno da Carteira de Mínimo Risco 147

Figura 74 – Etapa 5: Participação dos Projetos na Carteira com Nível de Risco 10%..... 148

Figura 75 – Etapa 5: Volume de Investimento e de Retorno para Nível de Risco 10%..... 148

Figura 76 – Etapa 5: Participação dos Projetos na Carteira com Nível de Risco 20%..... 149

Figura 77 – Etapa 5: Volume de Investimento e de Retorno para Nível de Risco 20%..... 150

Figura 78 – Etapa 5: Participação dos Projetos na Carteira com Nível de Risco 30%..... 150

Figura 79 – Etapa 5: Volume de Investimento e Retorno para Nível de Risco 30% 151

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Critérios de Decomposição do Problema de Planejamento	10
Tabela 2 – Estudos Realizados no Planejamento da Expansão	12
Tabela 3 – Fator de Capitalização de Projetos	23
Tabela 4 – Fator de Contratação de Projetos: Carteira <i>Sigma</i>	24
Tabela 5 – Fator de Flexibilidade de Contratos.....	24
Tabela 6 – Fator de Contratação e Fator de Flexibilidade.....	25
Tabela 7 – Matriz de Retornos	66
Tabela 8 – Variância do Retorno de Carteira Composta por Dois Ativos.....	69
Tabela 9 – Variância do Retorno de Carteira Composta por Múltiplos Ativos.....	74
Tabela 10 – Variância do Retorno de Carteira Composta por N Ativos	74
Tabela 11 – Modalidades de Contratos de Opção	83
Tabela 12 – Fatores de Influência sobre o Valor de Opções	84
Tabela 13 – Características Físicas dos Projetos	130
Tabela 14 – Características das Fontes de Financiamento	131
Tabela 15 – Estrutura de Capital dos Projetos.....	131
Tabela 16 – Características Econômico-Financeiras dos Projetos	132
Tabela 17 – Etapa 1: Níveis de Risco-Retorno dos Projetos.....	136
Tabela 18 – Características da Venda de <i>Call</i> e Compra de <i>Put</i>	143
Tabela 19 – Características da Dupla Compra de <i>Put</i>	145

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	Balanço Patrimonial
C	Corporação
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i> (Modelo para Precificação de Ativos)
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCL	Capital Circulante Líquido
CCP	Custo de Capital Próprio
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
CCT	Custo de Capital de Terceiros
Cepel	Centro de Pesquisas da Eletrobrás
CGL	Capital de Giro Líquido
CML	<i>Capital Market Line</i> (Linha de Mercado de Capitais)
CMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
CMO	Custo Marginal de Operação
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
D/C	Distribuidor/Comercializador
DGM	<i>Dividend Growth Model</i> (Modelo de Crescimento de Dividendos)
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DOAR	Demonstração das Origens e Aplicações dos Recursos
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EVA	<i>Economic Value Added</i> (Valor Econômico Adicionado)
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada

GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MM	Modigliani-Miller
MME	Ministério de Minas e Energia
MODPIN	Modelo para Planejamento sob Incerteza
MPEF/DS	Modelo para Planejamento Econômico-Financeiro Baseado em Dinâmica de Sistemas
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MVA	<i>Market Value Added</i> (Valor de Mercado Adicionado)
NEWAVE	Modelo Estratégico para Geração Hidrotérmica a Sistema Equivalente
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PIE	Produtor Independente de Energia
PL	Patrimônio Líquido
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (Contrato de Compra de Energia)
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
ROA	<i>Return on Assets</i> (Retorno sobre o Ativo)
ROE	<i>Return on Equity</i> (Retorno sobre o Patrimônio Líquido)
ROI	<i>Return on Investment</i> (Retorno sobre o Investimento)
SC	Sistema Corporativo
SE	Setor Elétrico
SI	Sistema Interligado
SML	<i>Security Market Line</i> (Linha de Mercado de Títulos)
SSC	Subsistema Corporativo
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa de Mínima Atratividade
UEN	Unidade Estratégica de Negócios
VPL	Valor Presente Líquido

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A metodologia tradicional de planejamento da expansão dos sistemas elétricos foi concebida nos anos 70 e teve sua implantação consolidada ao longo dos anos 80, num contexto caracterizado por estruturas monopolísticas e verticalmente integradas. Os contratos de suprimento eram renovados automaticamente e o financiamento do setor era provido por fundos públicos.

Nesta estrutura, a data de entrada em operação de um projeto era determinada basicamente pela obrigação de servir (atendimento de novos consumidores) e pela violação de critérios de confiabilidade. Assim, a seleção e a priorização dos investimentos seguia uma lógica sistêmica que independia, relativamente, dos agentes econômicos envolvidos.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada no primeiro semestre de 1995, alterou fundamentalmente o funcionamento e a estrutura do mercado de energia elétrica. O funcionamento do mercado pressupõe a separação entre o fluxo físico de energia e o fluxo financeiro de contratos entre as empresas. A nova estrutura do mercado conta com novos agentes e novas possibilidades de negócios, refletindo sobre as metodologias e os modelos para planejamento.

A nova estrutura setorial exige também a adequação das metodologias e dos modelos para análise e seleção de projetos de investimentos. De uma forma geral, as decisões de investimento deverão subordinar-se a análises de competitividade econômico-financeira e de riscos dos projetos. Neste contexto, o presente trabalho propõe uma metodologia e um modelo, ambos adequados à avaliação de projetos de investimento em geração de energia elétrica num ambiente competitivo.

1.2 Apresentação do Problema

Um problema relevante e complexo relacionado ao planejamento da gestão empresarial de empresas de energia elétrica é a avaliação de ativos, tradicionalmente denominada avaliação de projetos de investimento. A avaliação de projetos, em geral, não constitui um fim, mas um instrumento que fornece informações para a tomada de decisão.

A avaliação de projetos de investimento consiste basicamente em duas etapas. A primeira etapa é a construção do modelo matemático do projeto. Este modelo é constituído por um fluxo de caixa de desembolsos e um fluxo de caixa de recebimentos. A construção do fluxo de caixa dos desembolsos é geralmente mais simples que a do fluxo de benefícios, especialmente porque os prazos de maturação, durante os quais se dá a aplicação do capital, são muito menores que a vida útil dos projetos, ao longo da qual se recupera o capital investido. O fluxo de recebimentos dos projetos, no caso das fontes de geração, reflete a capacidade de produção de energia, que é uma variável aleatória, em função de incertezas nas afluências e de indisponibilidade de equipamentos. Além disso, depende da regra de operação econômica do sistema e do preço da energia que, se não contratado bilateralmente, também é uma variável aleatória.

A segunda etapa da avaliação de projetos é a aplicação de um critério de avaliação. Estes critérios procuram agregar os fluxos de caixa num índice de mérito quantitativo. Os métodos tradicionalmente empregados no setor elétrico são o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), que refletem o **retorno** do fluxo de caixa.

No entanto, diante da nova estrutura setorial, um novo elemento deve ser considerado na avaliação de projetos de investimento: o risco. O **risco** de um projeto de investimento surge devido a incertezas quanto ao seu **retorno**, que, por sua vez, depende fundamentalmente de seu fluxo de caixa. Assim sendo, incertezas quanto a parâmetros contratuais, incertezas na estrutura de financiamento, incertezas nas cláusulas de correção monetária, incertezas no preço *spot* e incertezas nas afluências podem afetar significativamente o fluxo de caixa de um projeto e, por consequência, seu nível de **retorno e risco**.

Assim, a reestruturação do setor requer também a adequação das metodologias e dos modelos para avaliação de projetos de investimento. As novas metodologias deverão quantificar o retorno e o risco, permitindo seu gerenciamento. Os novos modelos deverão

representar a dinâmica de investimento e de financiamento de curto e longo prazo de projetos, de forma a explicitar os efeitos dos elementos de risco.

1.3 Objetivos

O presente trabalho de pesquisa objetiva a formulação de uma **metodologia** e o desenvolvimento de um **modelo**, ambos adequados à **avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo**. A abordagem utilizada para resolver este problema é a **simulação dinâmica**.

O novo modelo de mercado de energia elétrica pressupõe a separação entre o fluxo físico de energia e o fluxo financeiro de contratos entre as empresas. No presente trabalho, a ênfase da modelagem é a representação dos **fluxos financeiros**, materializados pelos contratos de curto prazo (negociados no Mercado Atacadista de Energia) e pelos contratos de longo prazo (negociados livremente de forma bilateral).

1.4 Estrutura do Trabalho

Para alcançar os objetivos propostos, a monografia está estruturada em sete capítulos, incluindo este introdutório, como indicado a seguir.

No Capítulo 2 é analisada a evolução das metodologias empregadas no planejamento da expansão do setor elétrico e é proposta uma metodologia para análise de projetos de investimentos no setor elétrico. As metodologias são analisadas durante os períodos pré e pós-reforma do setor, destacando aspectos da estrutura setorial e do processo de planejamento. A metodologia proposta visa complementar a metodologia tradicional para planejamento, no tocante à avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo.

No Capítulo 3 são discutidos os modelos para planejamento da expansão do setor e é proposta uma modelagem conceitual para o problema de avaliação de projetos em ambiente competitivo. A análise dos modelos é efetuada enquadrando-os em três fases históricas, representativas da evolução da metodologia de planejamento, tomando como referência as abordagens conceituais dominantes em cada fase. O modelo proposto incorpora as necessidades de modelagem derivadas do novo ambiente de negócios, e

A avaliação qualitativa de opções analisa o efeito dos fatores de influência sobre o valor de uma opção. No entanto, é necessária a determinação numérica do valor de opções, de forma a permitir a tomada de decisão. Os dois métodos principais para avaliação de opções, desenvolvidos com base na análise do mercado de ações financeiras, são o método binomial (modelo de risco neutro) e o modelo proposto por BLACK e SCHOLES [21].

O modelo binomial é adequado para avaliação de curto prazo, uma vez que pressupõe apenas dois cenários de preços futuros para o mercado *spot*. Na prática, observa-se que há uma infinidade de possíveis preços *spot* futuros, tornando o método inadequado para a avaliação de opções em mercados voláteis. Deste modo, a simplificação pressuposta pelo modelo o torna válido apenas para períodos de análise muito curtos.

O desenvolvimento teórico da teoria de opções financeiras tem como marco principal o trabalho de BLACK e SCHOLES [21], em que é apresentada uma expressão analítica para avaliação de opção de compra. Estes autores desenvolveram um modelo apropriado para os casos reais, considerando que o preço futuro da ação pode assumir uma faixa incerta de valores possíveis. Assim, o valor de uma opção de compra pelo Modelo Black-Scholes é dado por:

$$V_{oc} = S_T N(d_1) - P_E e^{-R_f t} N(d_2) \quad (32)$$

Sendo:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_T}{P_E}\right) + \left(R_f + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sqrt{\sigma^2 t}} \quad (33)$$

$$d_2 = d_1 - \sqrt{\sigma^2 t} \quad (34)$$

Onde:

σ^2 variância anual do preço *spot*

$N(d)$ probabilidade da distribuição normal padrão ser inferior a d

P_E preço de exercício

R_f taxa anual livre de risco

S_T preço *spot*

CAPÍTULO 2

METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS

As mudanças estruturais do setor elétrico brasileiro, decorrentes das reformas iniciadas em 1995, provocaram alterações no processo e na metodologia de planejamento. O presente capítulo descreve as metodologias empregadas no planejamento no setor elétrico brasileiro e apresenta uma proposta de metodologia para a análise de projetos de investimento em ambiente competitivo. A análise das metodologias aborda a estrutura setorial e o processo de planejamento, tanto no período anterior quanto no período posterior às reformas setoriais.

2.1 Evolução das Metodologias de Planejamento

2.1.1 Período Pré-Reforma

O período pré-reforma do setor elétrico brasileiro estendeu-se até meados do ano de 1995, quando foram editadas as leis que criaram as figuras de Produtor Independente de Energia (PIE) e consumidor livre.

O modelo organizacional vigente no período anterior à reestruturação do setor é mostrado na Figura 1. O setor estava vinculado ao Ministério das Minas e Energia (MME) e era composto pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) e por empresas concessionárias federais, estaduais, municipais e privadas. O MME era o órgão responsável pela elaboração da política global do setor elétrico, enquanto o DNAEE era o órgão regulador.

A Eletrobrás, empresa *holding* federal, era responsável pela coordenação do planejamento da expansão e da operação do sistema, pela gestão financeira e empresarial e pela articulação do setor com a indústria. Vinculadas à Eletrobrás estavam as seguintes empresas:

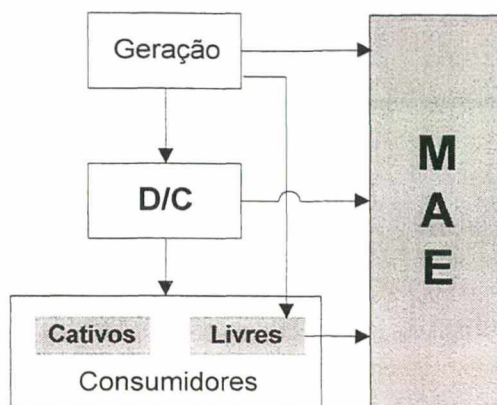


Figura 44 – Cadeia de Suprimento de Eletricidade

Na cadeia de suprimento, a eletricidade é produzida por um agente gerador que a vende a um D/C (distribuidor/comercializador que pode ser atacadista ou varejista). Os atacadistas compram e vendem eletricidade a varejistas, que são responsáveis pela venda de eletricidade ao consumidor final. Os varejistas podem vender aos consumidores livres através de contratos bilaterais personalizados (e aos consumidores cativos via tarifas reguladas). Estas transações podem ser arranjadas por um corretor, que não assume direitos sobre a eletricidade vendida, mas cobra uma comissão para aproximar comprador e vendedor.

A cadeia de suprimento aqui ilustrada é genérica, embora na prática muitas indústrias combinem diversas funções numa mesma empresa. O papel de atacadista pode ser desempenhado, por exemplo, por um gerador, por uma companhia de distribuição ou por um comercializador. Na medida em que as funções são desempenhadas por companhias independentes, os contratos são necessários para integrar a indústria num todo coerente.

Nos mercados com competição no atacado, a competição leva à criação de um mercado atacadista, que permite aos atacadistas equilibrarem suas compras e vendas no *spot*. Quando há competição no varejo, é possível estabelecer tarifas (e contratos) competitivos na venda direta aos consumidores, como alternativa às tarifas reguladas.

A árvore de decisão associada a um contrato bilateral típico é apresentada Figura 45. Este tipo de contrato consiste na definição de volume e preço (negociados no dia de hoje) para entrega ao longo ou numa data futura, e não admite flexibilidade contratual. Neste caso, mesmo que o preço *spot* seja favorável para uma das partes, as partes contratadas deverão cumprir o acordo com os parâmetros estipulados no contrato firmado.

considerava critérios de atendimento ao mercado, disponibilidade de recursos financeiros e viabilidade física dos empreendimentos, incluindo aspectos sócio-ambientais. Dadas as características físicas do sistema gerador, basicamente hidroelétrico, de grande porte e envolvendo intercâmbios expressivos de energia entre as regiões do País, as estratégias de expansão eram planejadas de forma integrada, a partir de uma visão estratégica de longo prazo.

As funções de planejamento da operação, programação e despacho eram de responsabilidade do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). Estas atividades eram realizadas a partir dos dados de afluições hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade das usinas e custos de combustíveis. Modelos de otimização hidrotérmica com discretização semanal eram empregados para solucionar os problemas de planejamento da operação, programação e despacho.

As características do sistema, mencionadas anteriormente, exigiam que a operação fosse realizada de forma coordenada, devido à interconexão entre os sistemas elétricos das empresas, interdependência operativa entre as usinas e entre os recursos de geração e transmissão no atendimento à demanda. As atividades do GCOI eram intrinsecamente ligadas às do GCPS, considerando a expansão do sistema planejado, identificando restrições operacionais e critérios de suprimento de longo prazo.

Neste contexto, o mercado global de energia elétrica era projetado em nível nacional e regional segundo critérios de decomposição puramente espacial, ou seja, o mercado de cada empresa era o mercado de sua área de concessão.

Algumas características adicionais do ambiente pré-reforma são relacionadas a seguir:

- as concessionárias de energia elétrica eram verticalmente integradas e não havia competição, pois se caracterizavam monopólios regionais;
- não existiam consumidores livres, pois todos os consumidores eram cativos;
- o setor era financiado principalmente via Eletrobrás, BNDES e agências multilaterais;
- os encargos de transmissão e distribuição eram embutidos no preço da energia;
- os preços (regulamentação econômica) eram regulados pelo DNAEE, com base no critério do custo de serviço, reajustados por fórmula paramétrica;

- a regulamentação e regulação técnica era exercida pelo DNAEE, restringindo-se ao monitoramento da qualidade de atendimento do consumidor final. Praticamente não existiam penalizações e procedimentos obrigatórios;
- o risco do déficit, adotado pelo GCPS, era de 5%;
- toda a energia era comprada via contratos, firmados entre distribuidora e supridora regional, enquanto que os fluxos de energia eram totalmente negociados no âmbito do GCOI. O preço da energia (contratos de longo prazo) era regulado pelo DNAEE os excedentes de geração no curto prazo (energia secundária) eram gerenciados pelas subsidiárias da Eletrobrás. Não havia mercado *spot* de energia elétrica, e
- a conta de combustível da geração térmica (CCC) era rateada entre as empresas, segundo critério da Eletrobrás.

No período pré-reforma, a estrutura do problema de planejamento da expansão englobava os planejamentos da demanda, geração e transmissão, e interagia com o planejamento da operação no horizonte de curto prazo. A Figura 2 apresenta esta estrutura e os agentes executores, descritos anteriormente.

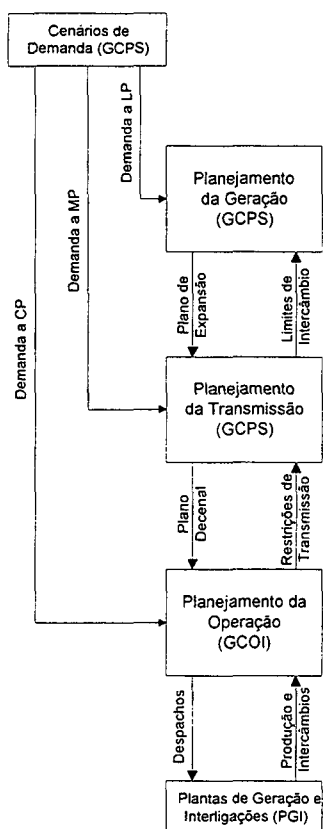


Figura 2 – Processo de Planejamento no Período Pré-Reforma

A Figura 2 não explicita a divisão temporal do planejamento da operação, que englobava os planejamentos da operação de curto, médio e longo prazos. Em geral, o planejamento da operação de longo prazo interagia com o horizonte de curto prazo do planejamento da expansão, indicando as possíveis restrições de transmissão associadas aos planos decenais. O planejamento da operação de curto prazo fornecia os despachos das unidades geradoras e dessas recebia os valores de produção e intercâmbios realizados.

O planejamento da demanda, por sua vez, fornecia os cenários de demanda a longo prazo (LP), médio prazo (MP) e curto prazo (CP), que balizavam os demais estudos de planejamento. Para atender a demanda a longo prazo, o planejamento da geração determinava o plano de construção de novas plantas geradoras, com base no custo e nos requisitos de energia, e associava a cada planta a data prevista de entrada em operação. O planejamento da transmissão estabelecia um plano de obras de interligações e respectivos investimentos, com vistas ao atendimento da demanda a médio prazo, com base nos planos de expansão da capacidade de geração e nas eventuais restrições detectadas no planejamento da operação.

Por fim, considerando os meios de produção e transmissão efetivamente disponíveis, o planejamento da operação avaliava as condições de atendimento da demanda a curto prazo e definia as unidades geradoras que deveriam ser operadas, bem como seus respectivos níveis de produção.

A solução do problema global era obtida por interações entre as atividades de planejamento, através de um processo de otimização/simulação, que visava a obtenção do plano ótimo. Assim, as decisões de produção e intercâmbio, efetivamente implantadas em nível de plantas e interligações, eram informadas ao planejamento da operação, que reavaliava as restrições de transmissão. Se as restrições de transmissão fossem persistentes, deveriam ser contempladas no planejamento da transmissão, seja para reavaliar o programa de obras ou para determinar novos limites de intercâmbio. Os novos limites de intercâmbio deveriam ser então reavaliados no planejamento da geração, podendo induzir mudanças no plano de expansão da geração.

O objetivo do planejamento de sistemas de energia, no contexto pré-reforma, consistia na determinação da data de entrada em operação de instalações necessárias para atender ao crescimento da demanda de energia elétrica. Este problema envolvia uma

solução de compromisso entre o nível de confiabilidade desejado pelos usuários e os custos decorrentes deste nível de confiabilidade, conforme ilustrado na Figura 3 [44].

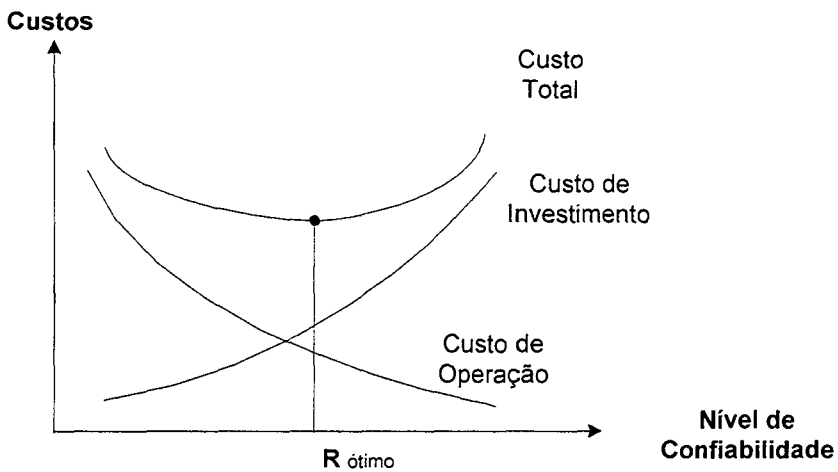


Figura 3 – Planejamento Baseado na Confiabilidade

Devido à complexidade deste problema e considerando que as incertezas se ampliam na medida em que se estende o horizonte de planejamento, surgiu a necessidade de decompor o problema de expansão em subproblemas de menor porte e complexidade. Assim, as empresas de energia elétrica realizavam os estudos de planejamento em etapas, conforme os critérios de decomposição indicados na Tabela 1 [44].

Tabela 1 – Critérios de Decomposição do Problema de Planejamento

Critério	Etapas
Funcional	Geração (produção) Transmissão (transporte) Distribuição
Temporal	Longo prazo (N+15 a N+30) Médio prazo (N+5 a N+15) Curto prazo (N+3 a N+5)
Espacial	Nível nacional Nível regional Nível local

A decomposição **temporal** baseava-se no fato que a natureza das decisões a serem tomadas variava em função do horizonte, como detalhado a seguir.

- A longo prazo, o objetivo era determinar as opções estratégicas de evolução do sistema elétrico, em termos de opções tecnológicas para geração e transmissão, evolução prevista dos núcleos de cargas e rotas preferenciais para os fluxos energéticos, por

exemplo. Através destas análises podiam ser determinadas as metas energéticas e as configurações (topologia básica e composição dos ramos e da rede de referência) para os estudos de médio prazo. Como subproduto desta etapa estavam as metas de desenvolvimento tecnológico e as políticas de industrialização necessárias para a expansão futura.

- A médio prazo, os estudos cobriam um período que variava de 5 a 15 anos e tinha como objetivo a determinação das datas de entrada em operação das plantas de geração e de transmissão, bem como a localização das centrais de geração e das subestações principais do sistema. Como produto desta etapa, resultavam os planos decenais de geração e transmissão e as condições de abastecimento da demanda neste horizonte, em particular ao que diz respeito aos riscos de déficit, consumos esperados de combustível, evolução da necessidade de equipamentos, etc.
- A curto prazo, os estudos cobriam um período de 3 a 5 anos e tinha como objetivo principal adequar o plano de expansão de referência aos condicionantes da conjuntura econômica e política do País, bem como estabelecer a interface entre os estudos de planejamento da expansão e da operação do sistema. O produto principal desta etapa era o plano de obras e a rentabilidade imediata dos vários projetos.

O critério de decomposição **espacial** era realizado em três níveis, de acordo com o objetivo. Desse modo, o planejamento global do setor elétrico era feito em nível nacional e definia a política energética. Em nível regional situavam-se as empresas responsáveis pelo suprimento da área sob sua abrangência, que por sua vez supriam as concessionárias da sua região. Neste nível era realizado, também, o planejamento das interligações entre as regiões, de modo a reduzir a necessidade de expansão individual das concessionárias. Em nível local encontravam-se as empresas de distribuição, com ou sem geração própria. Neste caso, o planejamento objetivava também verificar se era mais vantajoso aumentar o parque gerador da distribuidora ou adquirir energia da empresa regional.

Os estudos realizados em cada etapa do planejamento são mostrados na Tabela 2 [44]. O planejamento da distribuição era realizado em etapas independentes, pois não dependia diretamente da composição estrutural dos sistemas de geração/transmissão.

Tabela 2 – Estudos Realizados no Planejamento da Expansão

Critério	Estudos	Sub-Sistemas/Componentes
Longo Prazo	Estudo de Inventário Avaliações Tecnológicas Planejamento Conceitual	Geração Geração/Transmissão Geração/ Interligações
Médio Prazo	Expansão Dimensionamento Localização	Geração/Transmissão Usinas/Circuitos Usinas Térmicas/SE's
Curto Prazo	Suprimento Energético Priorização de Obras Limites de Equipamentos	Geração/Transmissão Transmissão/Subtransmissão Reatores/TF's/Disjuntores

Ao mesmo tempo que viabilizava a solução do problema de planejamento, a decomposição exigia adequado encadeamento dos resultados de cada etapa. Este encadeamento, realizado através de um fluxo de informações, era necessário para garantir a consistência do plano como um todo. O fluxo de informações é ilustrado na Figura 4 [44].

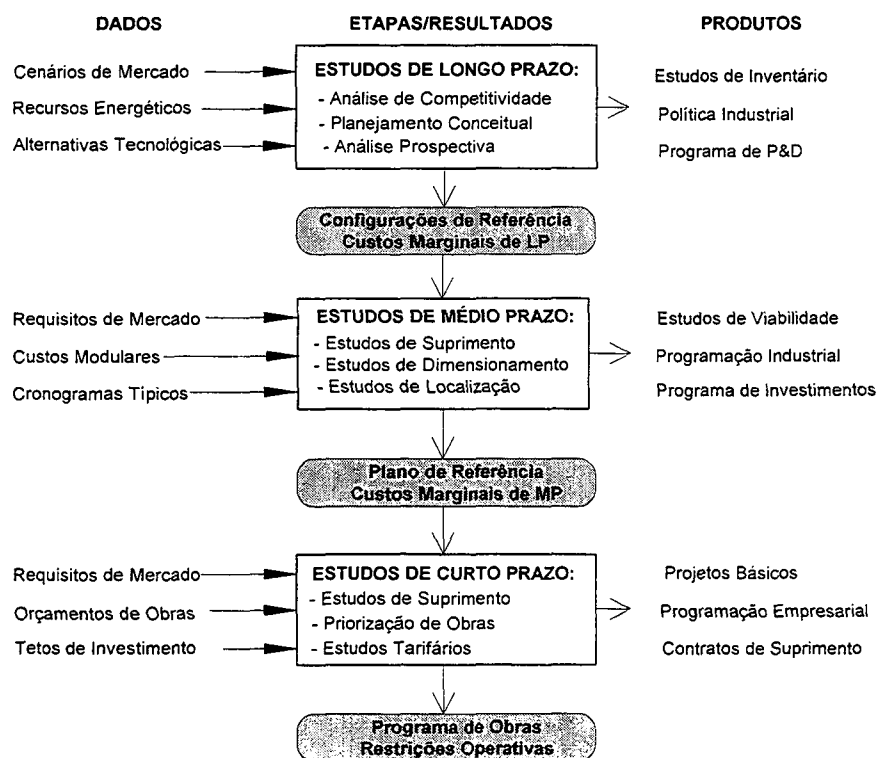


Figura 4 – Fluxo de Informações no Planejamento

2.1.2 Período Pós-Reforma

A estrutura institucional anteriormente descrita e o processo de planejamento associado funcionaram satisfatoriamente, tanto nos aspectos financeiros como técnicos, até o início da década de 80. A expansão do sistema acompanhava a projeção do crescimento da demanda. O aporte financeiro para expansão era proveniente de três fontes básicas: da geração interna de recursos a partir das tarifas, de recursos do Estado, e de empréstimos obtidos principalmente no sistema financeiro internacional.

No início da década de 80, verificou-se uma degradação financeira das concessionárias, como consequência da combinação de inflação, tarifas congeladas, dificuldades na captação de empréstimos e pagamento dos empréstimos realizados na década de 70. Como resultado, na década de 90, o governo brasileiro iniciou a reestruturação do setor elétrico, com a publicação de diversas leis e decretos.

O objetivo desta reestruturação, segundo o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) [11], é permitir ao Governo concentrar-se em sua função de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade de investimento ao setor privado. A Figura 5 esquematiza a estrutura do setor elétrico brasileiro no período pós-reforma.

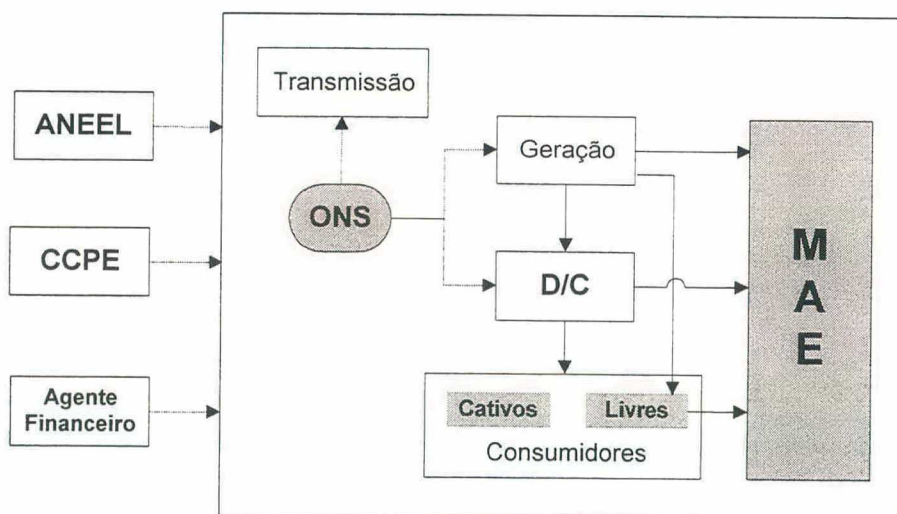


Figura 5 – Estrutura Setorial no Período Pós-Reforma

A característica principal do novo modelo é a introdução do Mercado Atacadista de Energia (MAE), que substitui o tradicional sistema de preços regulamentados e contratos de suprimento por um sistema de livre mercado. A operação do MAE baseia-se na separação entre o fluxo físico de energia no sistema e o fluxo financeiro entre empresas. A

energia é negociada diretamente entre as empresas através de contratos que definem volume, preço e prazo. Para o adequado funcionamento do MAE, foram desenvolvidas regras, detalhadas em [5].

A Figura 6 apresenta o funcionamento do MAE, onde as empresas D/C estabelecem contratos bilaterais com geradores hidráulicos ou térmicos G_H/G_T . A energia contratada $E(CT)$ é remunerada pelo preço de contrato $\$CT$. A energia não contratada $E(nCT)$ é liquidada ao preço MAE, pelo custo marginal de operação, $\$CMO$.

O preço MAE define o valor da energia não contratada e baseia-se nos custos marginais de curto prazo que são subprodutos dos modelos de otimização usados no planejamento da operação do sistema, conduzido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Os modelos de otimização representam as características do sistema hidrotérmico, a rede de transmissão, as interligações entre submercados e as interconexões internacionais. Uma vez que todas as fontes de recursos disponíveis para atendimento da demanda são consideradas nos modelos de otimização, os custos marginais de curto prazo refletem o custo da utilização racional dessas fontes. Os aspectos técnicos de operação do sistema são tratados nos Procedimentos de Rede do ONS, que cobrem a programação e o despacho ótimos em todos os horizontes e em tempo real.

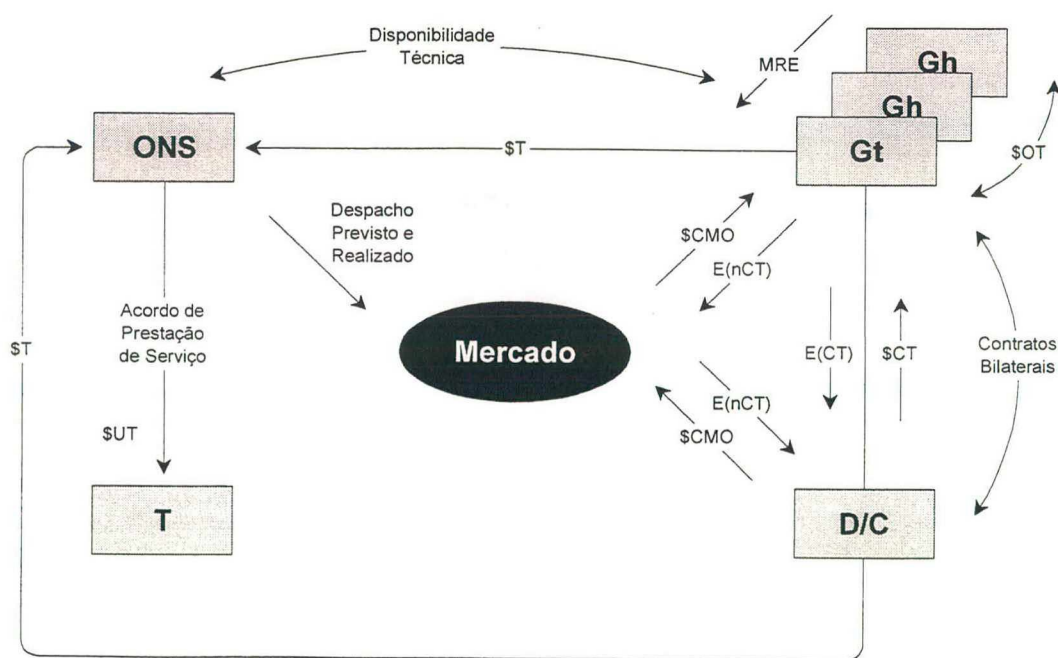


Figura 6 – Estrutura e Funcionamento do MAE

Ainda na Figura 6, as empresas de transmissão T e o ONS firmam contratos de uso do sistema de transmissão, e recebem $\$UT$ para disponibilizar seus sistemas ao ONS. Os agentes pagam encargos de transmissão ao ONS ($\$T$), pelo direito de uso da rede básica. A energia entre os geradores participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é remunerada por $\$OT$, o valor da energia de otimização, necessário para cobrir os custos variáveis de O&M das centrais hidrelétricas. Através do MRE, cada gerador recebe créditos proporcionais à energia assegurada e à geração corrente de suas plantas.

Em resumo, a negociação de energia é realizada através de contratos bilaterais de longo prazo e através do mercado *spot* de curto prazo. O preço da energia em contratos de longo prazo é livre, enquanto que o preço da energia no mercado *spot* reflete o custo marginal do sistema. Apenas os fluxos não contratados são negociados no MAE. Uma das mudanças fundamentais da nova estrutura organizacional está relacionada aos contratos de compra e venda de energia. No novo ambiente, a tomada de decisão quanto aos contratos consiste em definir os volumes de energia negociados via contratos bilaterais e mercado *spot*.

O agente responsável pelo planejamento operacional, programação, despacho e transmissão é representado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Esse agente recebe dados sobre afluências, níveis de reservatórios, disponibilidade de usinas e custos de combustíveis. A partir destas informações, planeja a operação dos sistemas através de procedimentos semelhantes aos anteriormente em vigor. Como parte do estágio final do planejamento operacional, o ONS calcula um preço que representa o custo marginal do sistema ou preço *spot*, em que a oferta e demanda estarão equilibradas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão responsável pela regulação técnica e econômica, além da fiscalização do setor elétrico. Sua missão é assegurar o suprimento adequado de eletricidade, confiável e a preço razoável, a consumidores existentes e novos. Para isto, faz uso da regulação de preços quando houver monopólio e incentiva a concorrência quando este for um mecanismo prático e eficiente. A regulamentação técnica contempla critérios para planejamento indicativo da geração, planejamento da expansão e operação do sistema e assegura a otimização do sistema. Além disso, inclui o monitoramento e aplicação de penalidades relativas às atividades de comercialização para atendimento ao mercado cativo, e à qualidade de atendimento do consumidor final.

O agente planejador efetua o planejamento indicativo do sistema e dos novos investimentos, antes realizado pelo GCPS de forma determinativa. O planejamento indicativo é coordenado pelo CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão). Sua filosofia é planejar o sistema de transmissão de forma a atender os requisitos de mercado e do plano de expansão da geração. Além disso, divulga sinais de preço para estimular o ingresso de novos geradores e consumidores para regiões que minimizem o custo global do sistema. No planejamento da expansão da geração a curto prazo, cada agente realiza seu próprio planejamento.

O transporte e a distribuição de energia elétrica, monopólios naturais, são regulamentados e definidos por nível de tensão. O sistema de transmissão (rede básica) compreende o conjunto de ativos em tensão de 230 kV ou superior, além das conexões internacionais em tensão de 138 kV ou acima. O sistema de distribuição compreende o conjunto de ativos da rede em tensão inferior a 230 kV. Os encargos de transmissão e distribuição são cobrados separadamente pelos serviços de transmissão e distribuição [11].

Atualmente, as atividades de distribuição e comercialização têm sido realizadas por uma mesma empresa, as assim designadas empresas de distribuição/comercialização (empresas D/C's). O mercado consumidor destas empresas passa a ser composto por consumidores cativos, que não podem escolher o fornecedor, e por consumidores livres, que podem comprar energia diretamente de qualquer gerador, do MAE ou de outras empresas D/C's. Os consumidores cativos estão sujeitos a preços regulados pela ANEEL, enquanto que os consumidores livres estão sujeitos a preços estabelecidos pela concorrência e podem ser atendidos por qualquer produtor ou diretamente pelo MAE.

Outra mudança fundamental da nova estrutura organizacional está relacionada ao financiamento do setor. Antes financiado quase exclusivamente através de fundos públicos, agora o setor é basicamente financiado pelo setor privado.

As principais modificações da nova estrutura de planejamento, ilustrada na Figura 7, em relação à tradicional, são descritas a seguir.

1. A estrutura tradicional, baseada num único enfoque, de caráter sistêmico e determinativo, evolui para três novos enfoques: setorial, empresarial e de mercado;

2. Parte da estrutura tradicional foi mantida, com modificações nos órgãos executores e elaboradores do planejamento da geração (gestão setorial indicativa) e planejamento da transmissão (gestão setorial determinativa);
3. Sob enfoque de mercado estão o Mercado Atacadista de Energia e os novos agentes de mercado;
4. As inter-relações dos agentes de mercado com órgãos e hierarquias de planejamento são explicitadas. Por exemplo, o planejamento da geração fornece a projeção do Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP), com base na qual os agentes poderão desenvolver propostas de construção de novas plantas. Relações similares observam-se nos planejamentos da transmissão e da operação;
5. Destaca as plantas como um elo "natural" entre os enfoques setorial (indicativo e determinativo) e o de mercado; e
6. A nova estrutura evidencia um novo problema de decisão, que é a análise e seleção de projetos de investimento em ambiente competitivo. A investigação de formas de solução deste problema de decisão é o principal objeto de análise do presente trabalho de pesquisa.

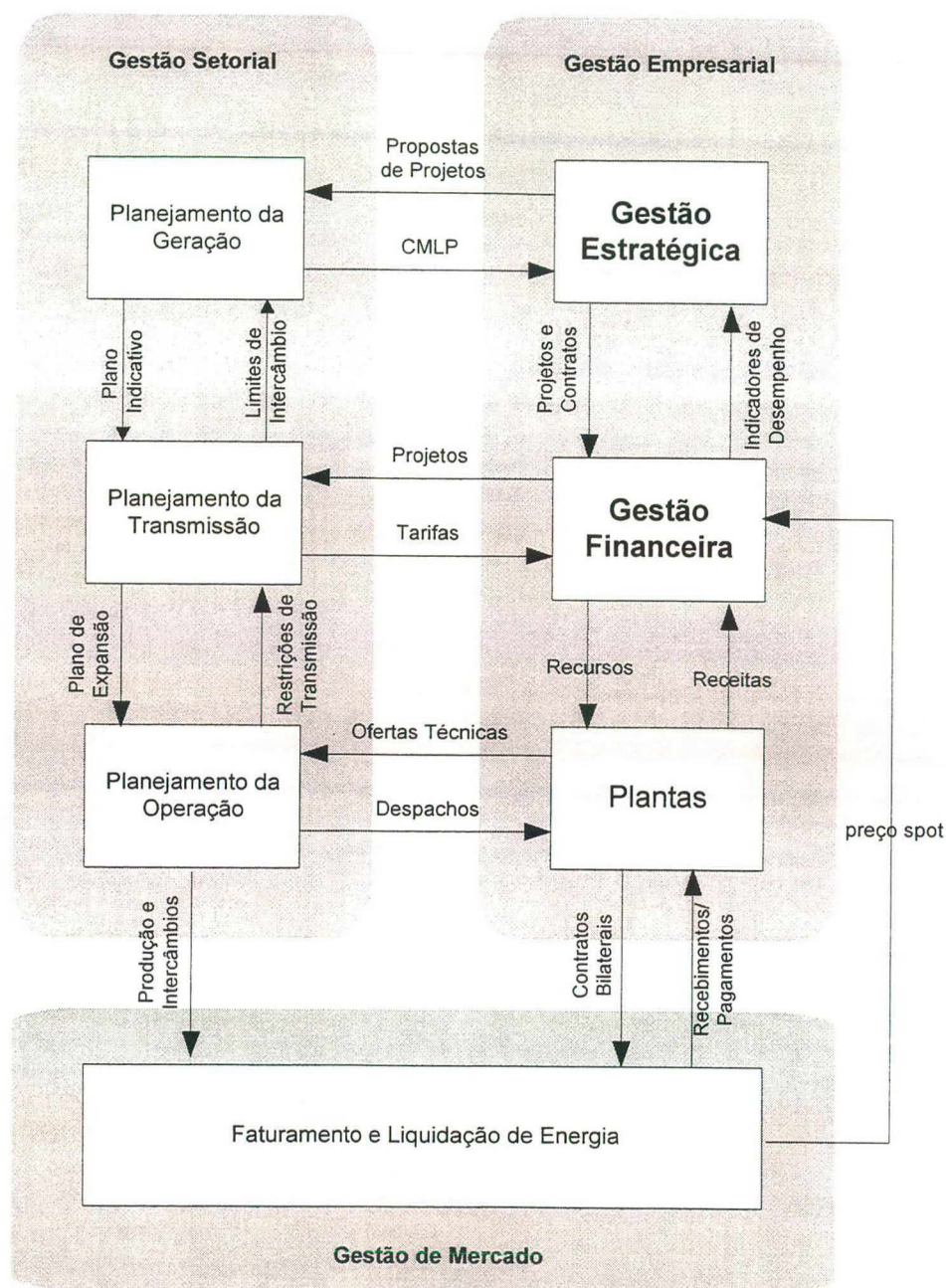


Figura 7 – Processo de Planejamento no Período Pós-Reforma

2.2 Perspectivas para a Metodologia de Planejamento

A competição exige a reformulação da metodologia dos modelos de planejamento. Esta seção apresenta uma nova metodologia para a análise de projetos de investimento, adequada à situação de um setor reestruturado. Inicialmente é apresentada a estrutura de planejamento de negócios proposta por MOROZOWSKI [43], que aborda os enfoques técnico-econômico e econômico-financeiro.

2.2.1 Nova Estrutura de Planejamento

Conforme MOROZOWSKI [43], a estrutura para o planejamento de negócios pode ser analisada sob dois enfoques: técnico-econômico e econômico-financeiro. Sob o enfoque técnico-econômico, a estrutura de planejamento, ilustrada na Figura 8, reflete a estrutura física e operacional dos sistemas elétricos, através de um processo hierarquizado em três níveis: sistema interligado (SI), sistema corporativo (SC) e subsistema corporativo (SSC).

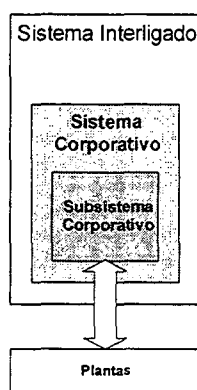


Figura 8 – Estrutura de Planejamento: Enfoque Técnico-Econômico

O **Sistema Interligado** (SI) compreende os equipamentos e instalações para produção, transmissão e transformação de energia elétrica operados pelo ONS. O SI compreende também os recursos energéticos (hidrológicos, combustíveis fósseis e fósseis) utilizados como fontes primárias na produção de energia elétrica. O planejamento e a operação do SI objetivam atender aos requisitos de energia elétrica dos agentes econômicos associados à produção, transporte e distribuição de bens e serviços. Estes requisitos são usualmente apresentados sob a forma de projeções da demanda de energia elétrica.

O **Sistema Corporativo** (SC) é um sistema elétrico virtual formado pelo conjunto de ativos, contratos, concessões e permissões que definem as possibilidades de negócios de uma corporação. No caso simplificado (empresa de comercialização pura, por exemplo), o SC engloba apenas uma malha de contratos de acesso e de uso do SI. No caso geral, em que a corporação compreende Unidades Estratégicas de Negócio (UEN's) de geração, transmissão, distribuição, o SC engloba também o conjunto de equipamentos e instalações.

O **Subsistema Corporativo** (SSC) compreende os bens de capital (equipamentos e instalações) e direitos de acesso e/ou de uso do SI (contratos, concessões e permissões), os

quais, em conjunto, permitem o desenvolvimento das atividades da UEN. Engloba também contratos bilaterais (financeiros), vinculados às transações realizadas fora do MAE.

Planta é um conjunto específico de equipamentos e instalações para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Constitui importante recurso na análise de subsistemas corporativos, pois consiste na unidade lógica na modelagem do processo de decisão operativa.

A estrutura hierárquica de planejamento, originalmente construída a partir de um enfoque técnico-econômico, comporta também uma interpretação alternativa, sob o enfoque econômico-financeiro. Sob este enfoque, MOROZOWSKI [43] propõe um processo hierarquizado em três níveis: Setor Elétrico (SE), Corporação (C) e Unidade Estratégica de Negócio (UEN), como indicado na Figura 9.



Figura 9 – Estrutura de Planejamento: Enfoque Econômico-Financeiro

Sob o enfoque econômico-financeiro, a estrutura hierárquica de planejamento explicita o fato de que as **Corporações** atuantes no **Setor Elétrico** exercerão atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica através de **Unidades Estratégicas de Negócios** (UEN's), conforme visualiza-se na Figura 10. Esta figura representa uma corporação atuando através de quatro UEN's: UEN-T (Transmissão), UEN-G (Geração), UEN-D (Distribuição) e UEN-C (Comercialização).

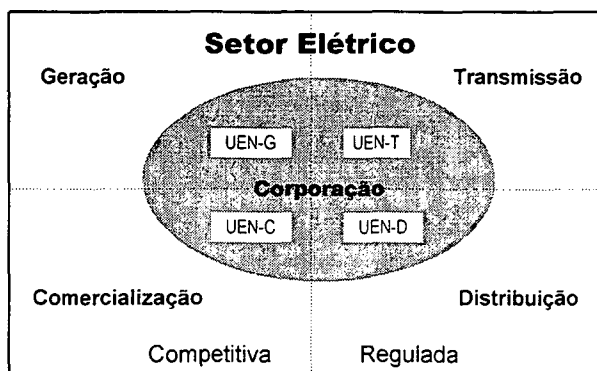


Figura 10 – Corporação e UEN's no Setor Elétrico

As UEN's correspondem aos negócios da empresa em um segmento da indústria e, no caso do setor elétrico, podem ser criadas especificamente para uma finalidade ou por desmembramento de concessionárias integradas. Em geral, cada UEN conta com independência na gestão de seus negócios, oferecendo rapidez de resposta às necessidades de um mercado cada vez mais exigente e complexo.

Os elementos básicos do plano de negócios de uma UEN são os **projetos** de investimento, que representam um conceito subjacente à estrutura hierárquica de planejamento. O conceito de projeto, assim definido, contrasta com o conceito de UEN, que são operações contínuas, num intervalo temporal indeterminado (embora limitado por um horizonte temporal preestabelecido para fins de análise e planejamento).

Os enfoques apresentados, antes de serem conflitantes, são complementares, como indicado na Figura 11. O setor elétrico, através do CCPE, deverá formular e publicar **planos indicativos** com cenários de evolução do SI. Cada corporação deverá consolidar suas estratégias em **planos corporativos**, delineando um SC, ou seja, um conjunto de ativos e contratos que implementam e viabilizam as estratégias corporativas. De forma análoga, as UEN's deverão propor **planos de negócios** que subsidiem o gerenciamento dos SSC's.

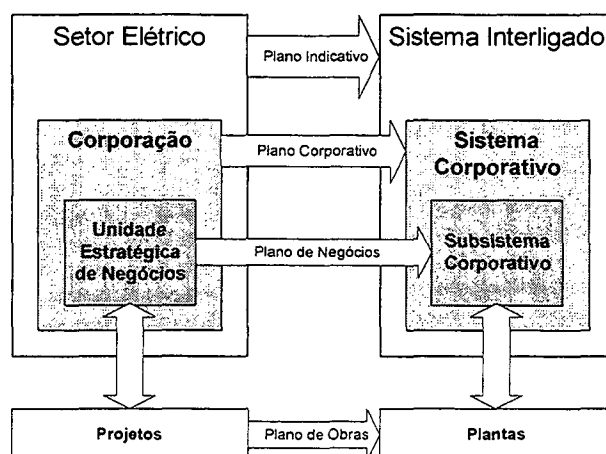


Figura 11 – Estrutura de Planejamento: Integração dos Enfoques

A integração dos dois enfoques é um requisito essencial para o desenvolvimento de uma nova **metodologia** de planejamento, pois permite conciliar os aspectos técnicos e econômicos, bem representados na metodologia de planejamento setorial, com os aspectos financeiros e estratégicos a serem representados na nova metodologia de planejamento empresarial. Além disso, a integração possibilita compatibilizar os modelos computacionais em uso no planejamento setorial com os novos **modelos** computacionais a serem desenvolvidos e incluídos nos sistemas de suporte à decisão empresarial.

O presente trabalho apresenta uma nova metodologia e um novo modelo, específicos para a **análise e avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo**. A metodologia e o modelo propostos necessitam da formalização de novos conceitos e terminologias, e constituem uma contribuição deste trabalho. A seguir são introduzidos os novos conceitos relevantes no processo de análise de projetos.

2.2.2 Novos Conceitos na Análise de Projetos

O primeiro conceito a ser apresentado é **vetor fator de capitalização**, definido como o percentual de capital de terceiros utilizado na estrutura de capital de projetos de investimento. Por exemplo, um fator de capitalização de 70% indica que 70% do investimento total de um projeto é financiado através de capital de terceiros (e 30% por capital próprio). A Tabela 3 apresenta os fatores de capitalização de quatro projetos fictícios.

Tabela 3 – Fator de Capitalização de Projetos

Projeto	Investimento Total	Fator de Capitalização
Alfa	\$120 milhões	70%
Beta	\$200 milhões	67%
Gama	\$150 milhões	72%
Delta	\$100 milhões	59%

A diferenciação entre as terminologias prateleira de projetos e carteira de projetos, é fundamental também para o entendimento da metodologia proposta. Um **elenco ou prateleira de projetos** é um conjunto de projetos passíveis de avaliação. Como exemplo, apresenta-se uma prateleira formada pelos projetos: *Alfa*, *Beta*, *Gama* e *Delta*. Por outro lado, uma **carteira de projetos** é um subconjunto de uma prateleira de projetos. Por exemplo, a partir da prateleira de projetos anterior, é possível definir uma carteira de projetos *Sigma*, composta pelos projetos *Alfa* e *Gama*.

Uma carteira de projetos é definida por um **vetor fator de participação**. O fator de participação é o percentual de participação associado a cada projeto da carteira (sua soma deve ser 100%). A carteira de projetos *Sigma*, por exemplo, é composta pelo projeto *Alfa*, com fator de participação 65%, e pelo projeto *Gama*, com fator de participação de 35%.

A carteira definida pelo vetor fator de participação de projetos apresenta um nível de retorno e um nível de risco associado. O **nível de retorno** é o retorno esperado da carteira de projetos, enquanto que o **nível de risco** é o desvio padrão do retorno da carteira de projetos. Por exemplo, o nível de retorno da carteira *Sigma* é 18%, enquanto seu nível de risco é 10%.

O montante de investimento total associado à carteira de projetos é denominado **volume de investimento** da carteira. No caso da carteira *Sigma*, o volume de investimento é \$113 milhões (65% do projeto *Alfa* – 65% de \$120 milhões – e 35% do projeto *Gama* – 35% de 100 milhões).

Com relação aos contratos de energia, são propostos dois novos conceitos importantes: o fator de contratação e o fator de flexibilidade. O **fator de contratação** é o percentual da energia assegurada de um projeto negociado através de um contrato. Um projeto pode apresentar n fatores de contratação (um para cada contrato). Por exemplo,

Alfa possui o contrato *A1* e *Gama* apresenta dois contratos: *G1* e *G2*. Se o contrato *A1* apresenta fator de contratação de 60%, significa que 60% da energia assegurada de *Alfa* está sendo vendida através deste contrato (e 40% está sendo negociada no mercado de curto prazo - *spot*). A Tabela 4 sintetiza os fatores de contratação dos projetos da carteira *Sigma*.

Tabela 4 – Fator de Contratação de Projetos: Carteira *Sigma*

Projeto	Contratos	Fator de Contratação
Alfa	Contrato A1	60%
Gama	Contrato G1	20%
Gama	Contrato G2	50%

O **fator de flexibilidade** é o nível de flexibilidade associado a um contrato. Um fator de flexibilidade +1 indica um contrato tipo compra de *put*, enquanto que um fator de flexibilidade -1 indica contrato tipo venda de *call*. Fator de flexibilidade nulo indica contrato sem cláusula de flexibilidade (ou seja, contrato bilateral convencional). Por exemplo, os contrato *A1* e *G2* são do tipo bilateral, enquanto o contrato *G1* é tipo compra de *put*. A Tabela 5 sintetiza os fatores de flexibilidade dos contratos dos projetos da carteira *Sigma*.

Tabela 5 – Fator de Flexibilidade de Contratos

Contratos	Fator de Flexibilidade
Contrato A1	0
Contrato G1	+1
Contrato G2	0

Em síntese, o projeto *Alfa* apresenta apenas um contrato bilateral (*A1*) com fator de contratação de 60% de sua energia assegurada. Assim, *Alfa* vende 40% de sua assegurada no *spot*. O Projeto *Gama* apresenta um contrato tipo compra de *put* (*G1*), com contratação de 20% de sua energia assegurada e um contrato bilateral com 50% da assegurada. Assim, *Gama* vende 30% de sua assegurada no mercado de curto prazo. A Tabela 6 sintetiza os fatores de contratação e flexibilidade dos contratos dos projetos da carteira *Sigma*.

Tabela 6 – Fator de Contratação e Fator de Flexibilidade

Projeto	Contratos	Fator de Contratação	Fator de Flexibilidade
Alfa	Contrato A1	60%	0
Gama	Contrato G1	20%	+1
Gama	Contrato G2	50%	0

2.2.3 Proposta de Metodologia para Análise de Projetos

A solução do problema de avaliação de projetos é a base para a tomada de decisão de investimento. Este problema pode ser analisado sob a forma de um processo, composto por quatro etapas: **identificação**, **pré-análise**, **definição** e **análise** de projetos. A seguir são detalhadas cada uma destas etapas, sob o ponto de vista de projetos de investimento no setor elétrico.

• IDENTIFICAÇÃO DE PROJETOS

Esta fase compreende a proposição de alternativas de projetos de investimento, ou seja, propõe a elaboração de um plano de expansão. A necessidade de investimento pode surgir, por exemplo, por necessidade de atendimento à demanda, por violação de critérios de confiabilidade, por questões estratégicas ou em resposta a decisões tomadas pela concorrência.

No caso do setor elétrico brasileiro, a identificação indicativa de alternativas é feita pelo agente planejador, com base em estudos de dimensionamento. Em geral, as alternativas são analisadas sob a ótica de um problema de investimento, que objetiva definir um plano de expansão viável, ou seja, um vetor de variáveis de investimento que atendam ao problema de minimização de custos de investimento e operação. A solução deste problema, que trata apenas da alocação do capital no domínio do tempo, define o conjunto de projetos que compõem o plano de expansão e a data de entrada em operação dos projetos.

• PRÉ-ANÁLISE DE PROJETOS

Dependendo da natureza e do custo das alternativas, frequentemente efetua-se uma primeira avaliação simplificada, efetuada a partir de informações não detalhadas sobre os

projetos. Esta etapa é especialmente importante no caso de centrais hidrelétricas, em que a definição do projeto requer períodos de estudos longos e custos elevados.

Nesta etapa, em geral aceita-se projetos com retornos esperados acima da Taxa de Mínima Atratividade (TMA), conforme ilustrado na Figura 12. A TMA depende do custo de capital institucionalizado pela empresa, e esta metodologia não considera de forma explícita o nível de risco dos projetos analisados.

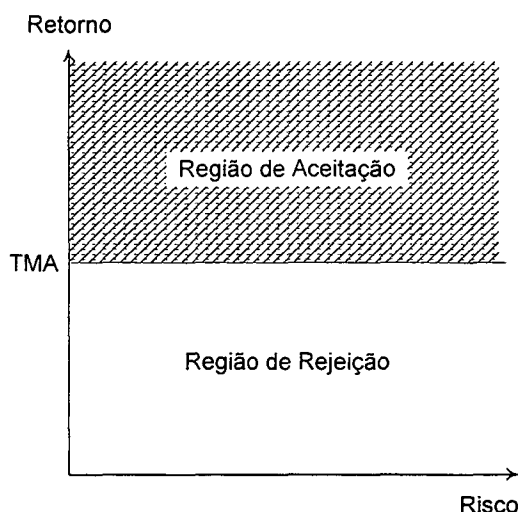


Figura 12 – Avaliação de Projetos na Pré-Análise

Um procedimento comum nas empresas é selecionar apenas os projetos mais promissores do plano de expansão para estudos mais aprofundados, com base na pré-análise das alternativas.

• DEFINIÇÃO DE PROJETOS

Se os resultados da etapa anterior indicarem resultados atrativos, parte-se para a definição detalhada dos projetos. Este procedimento é particularmente relevante para projetos que canalizam níveis de recurso significativos.

Um projeto de investimento pode ser visto como um conjunto de obras integradas num projeto técnico, com uma data de entrada em operação. Para os propósitos do problema de avaliação de projetos, a definição de um projeto é, basicamente, a construção de seu modelo matemático.

O modelo matemático de um projeto é constituído por um fluxo de caixa (desembolsos e recebimentos) e uma data de entrada em operação. Em geral, o tipo

convencional de projeto envolve uma ou várias saídas iniciais (investimento, despesas de instalação etc.) e uma sequência posterior de entradas de caixa. As entradas de capital constituem o retorno do investimento, que pode ocorrer através de lucro ou redução de custos, caso o projeto não seja gerador de receitas diretas.

A construção do fluxo de caixa dos desembolsos é geralmente mais simples que a do fluxo de recebimentos, especialmente porque os prazos de maturação, durante os quais se dá a aplicação do capital, são muito menores que a vida útil dos projetos, ao longo da qual se recupera o capital investido.

Os fluxos de caixa de um projeto de investimento típico são de quatro tipos básicos:

- **despesas de investimento:** compreendem os desembolsos iniciais necessários para a construção e instalação do projeto. São gastos que são incorporados ao ativo fixo da empresa e ficam, portanto, sujeitos a depreciação ou amortização;
- **despesas operacionais:** são desembolsos necessários ao funcionamento normal do projeto, ao longo de sua vida útil. Por exemplo, as despesas com operação, manutenção, combustíveis e pessoal;
- **receitas operacionais:** são recebimentos decorrentes da venda do produto ou serviço envolvido pelo projeto. No caso das fontes de geração, as receitas operacionais refletem a capacidade de produção de energia, que é uma variável aleatória, em função de incertezas nas afluências e de indisponibilidade de equipamentos. Além disso, depende da regra de operação econômica do sistema, e
- **despesas financeiras:** são desembolsos com pagamento de financiamentos e/ou empréstimos. Em geral, os financiamentos são de longo prazo, enquanto os empréstimos são caracterizados no horizonte de curto prazo.

Uma observação relevante é que os fluxos de caixa não devem corresponder a valores contábeis. Devem ser considerados no momento em que ocorrem, distinguindo-se, portanto, do regime usual de competência em que estão baseadas as apurações contábeis. É importante que correspondam a entradas e saídas de dinheiro, pois só a disponibilidade deste é que oferece à empresa o poder de reinvestir, adquirir insumos, remunerar seus fornecedores de capital, etc.

• ANÁLISE DE PROJETOS

Esta fase compreende a avaliação do desempenho econômico-financeiro do fluxo de caixa dos projetos. Os resultados desta etapa, em conjunto com outros fatores relevantes, determinam a viabilidade dos projetos e norteiam a tomada de decisão de investimento.

A partir dos fluxos de desembolsos e recebimentos, é possível analisar um projeto através da aplicação de um critério de avaliação. Existem diversas formas de se realizar a avaliação de projetos, mas praticamente todas as metodologias propostas na literatura visam agregar os custos e benefícios dos projetos em índices de mérito quantitativo. Os métodos usualmente empregados no setor elétrico são o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Estes métodos, que não explicitam o nível de risco do investimento, são particularmente adequados à avaliação de retorno de projetos no setor elétrico monopolístico.

O atual ambiente competitivo exige a complementação da abordagem tradicional para análise de projetos, através de uma metodologia que considere:

- determinação detalhada do resultado operacional dos projetos;
- explicitação da estrutura de capital dos projetos, considerando os processos de financiamento de longo e curto prazo;
- explicitação da estrutura contratual dos projetos;
- avaliação conjunta de projetos, de forma a considerar a contribuição de um projeto para a carteira como um todo, e
- avaliação de risco dos projetos individuais e em carteiras.

Especificamente na análise de carteiras e de risco, dois pesquisadores da área de finanças contribuíram de forma significativa: Harry M. Markowitz e William F. Sharpe. MARKOWITZ [30] introduziu, em 1959, uma abordagem para a análise de risco e retorno de carteiras de títulos e SHARPE [68] formulou, em 1964, um modelo de risco para carteiras de títulos.

O modelo de Markowitz, denominado *Portfolio Theory* (teoria de carteiras), associa o risco ao retorno de uma carteira de títulos, através de suas variâncias e covariâncias. Assim, é possível determinar as carteiras que apresentam o menor nível de risco para um

dado nível de retorno desejado. A teoria de carteiras de Markowitz é detalhada no Capítulo 4.

O modelo de Sharpe, denominado *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), decompõe o risco total de um ativo em dois tipos de risco, diversificável e não-diversificável, e relaciona de forma linear o retorno do ativo com seu risco não-diversificável. Conforme mostra a Figura 13, quanto maior o risco associado a um ativo, maior será o retorno exigido para sua aceitação. O modelo CAPM de Sharpe é detalhado no Capítulo 4.

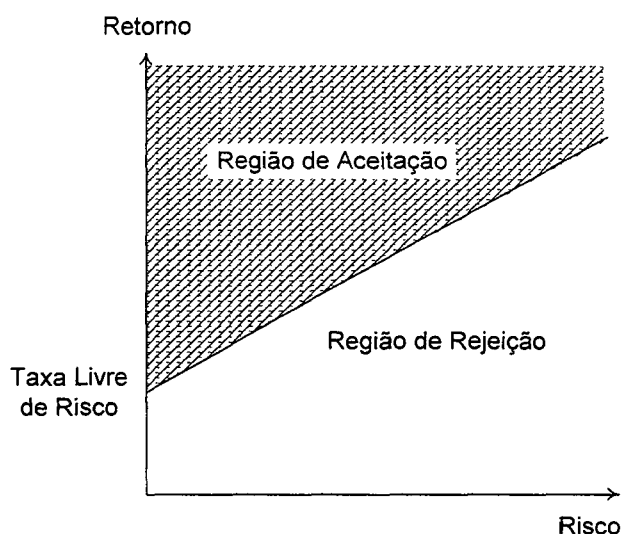


Figura 13 – Avaliação de Títulos por Métodos de Risco

As implicações do ambiente competitivo sobre a etapa de análise de projetos de investimento no setor elétrico motivou o desenvolvimento de uma metodologia e de um modelo para avaliação de projetos. O modelo proposto é apresentado nos Capítulos 3 e 5, e a metodologia é introduzida a seguir e aplicada no Capítulo 6.

A nova metodologia propõe que, além dos aspectos tradicionalmente considerados na etapa de avaliação, as questões relativas ao ambiente competitivo sejam também consideradas. Sendo assim, a metodologia consiste em 5 etapas: (1) análise de projetos individuais, (2) análise de carteiras de projetos, (3) análise de carteiras de projetos com contratos bilaterais, (4) análise de carteiras de projetos com contratos de opção e (5) análise de estratégias de risco. Esta metodologia utiliza os conceitos introduzidos na seção anterior e requer a definição, *a priori*, da prateleira de projetos a ser analisada. A seguir são apresentadas as etapas da metodologia proposta.

A **análise de projetos individuais** consiste na **análise individual** dos projetos que compõem a prateleira de projetos, todos atuando como *merchant plant* (ou seja, negociando energia apenas no mercado *spot*). Os resultados produzidos por esta etapa incluem as curvas risco-retorno e nível de investimento-retorno dos projetos, o fluxo de caixa médio dos projetos, e as curvas de permanência de VPL e TIR dos projetos da prateleira.

A **análise de carteiras de projetos** consiste na **análise conjunta** dos projetos que compõem a prateleira de projetos, todos atuando como *merchant plant*. O principal produto desta etapa é a curva risco-retorno que define as carteiras formadas a partir dos projetos da prateleira.

A **análise de carteiras de projetos com contratos bilaterais** consiste na **análise conjunta** dos projetos que compõem a prateleira de projetos, todos negociando energia através de contratos bilaterais. Os contratos bilaterais são elaborados e definidos a partir dos fatores de contratação. O principal produto desta etapa são as curvas risco-retorno que definem as carteiras formadas a partir dos projetos da prateleira.

A **análise de carteiras de projetos com contratos de opção** consiste na **análise conjunta** dos projetos que compõem a prateleira de projetos, todos negociando energia através de contratos de opção. Os contratos de opção são elaborados a partir dos fatores de flexibilidade apresentados anteriormente. O principal produto desta etapa são as curvas risco-retorno que definem as carteiras formadas a partir dos projetos da prateleira.

A **análise de estratégias de risco** consiste na seleção de níveis específicos de risco e na análise de seu impacto sobre o nível de retorno e sobre o volume de investimento dos projetos das carteiras. O resultado desta etapa de análise é a seleção de uma carteira, a partir de níveis de risco, retorno e volume de investimento específicos.

2.3 Conclusões

Neste capítulo foi inicialmente apresentada a evolução das metodologias para planejamento da expansão do setor elétrico. Historicamente, observa-se que as metodologias sempre evoluíram de forma a contemplar as necessidades do setor. Dessa forma, o capítulo finaliza com a apresentação de novos conceitos e de uma nova metodologia para a análise de projetos de investimento em ambiente competitivo.

No entanto, não só as metodologias, mas também os modelos devem adaptar-se ao atual ambiente competitivo. Sendo assim, o próximo capítulo analisa a evolução dos modelos utilizados no planejamento do setor, finalizando com a apresentação de um novo modelo conceitual para o problema de avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo.

CAPÍTULO 3

MODELOS PARA PLANEJAMENTO: EVOLUÇÃO E PROPOSTA DE MODELAGEM

O presente capítulo apresenta os modelos empregados no planejamento no setor elétrico brasileiro, classificando-os historicamente sob os enfoques técnico-econômico e econômico-financeiro. O capítulo finaliza com a proposta de um modelo conceitual que permite integrar numa mesma estrutura os aspectos técnico-econômico e econômico-financeiro do problema de avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo.

3.1 Evolução dos Modelos para Planejamento

Historicamente, o problema de planejamento das empresas de energia elétrica pode ser abordado sob dois enfoques, através de modelos para planejamento técnico-econômico e de modelos para planejamento econômico-financeiro, conforme mostra a Figura 14.

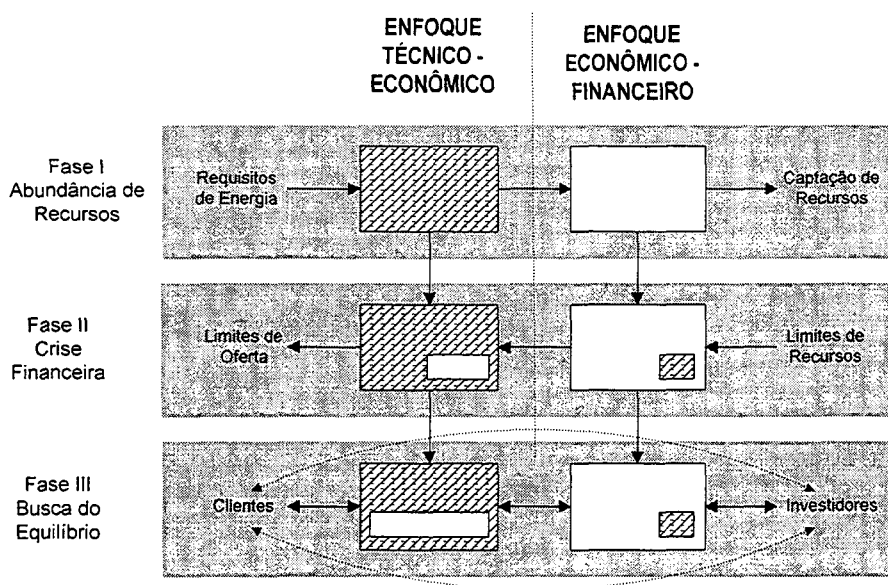


Figura 14 – Evolução dos Modelos para Planejamento

Os modelos para planejamento técnico-econômico surgiram na década de 70 e não levavam em conta os aspectos referentes ao problema econômico-financeiro. Com o passar

dos anos, estes modelos evoluíram e passaram a considerar, de forma cada vez mais detalhada, as questões econômico-financeiras [8], [28] e [34]. Atualmente, observa-se uma crescente necessidade de equilíbrio entre as questões econômico-financeiras e as questões associadas ao planejamento da expansão do sistema propriamente dito.

Os modelos para planejamento econômico-financeiro surgiram também na década de 70 e caracterizam-se por uma estrutura fundamentalmente contábil, uma vez que suas variáveis principais são desta natureza, sendo algumas poucas de natureza técnica (energia vendida, por exemplo) [9], [15] e [45]. Conforme a evolução do cenário econômico do setor, estes modelos ajustaram-se e começaram a incorporar algumas questões do planejamento da expansão [24] e [54]. No final da década de 80, a possibilidade da representação das questões técnicas esgotou-se, uma vez que a estrutura era inflexível e o alto grau de detalhamento destes modelos impediam sua representação.

A Figura 14 enquadra os modelos em três fases. Na Fase I, que se estendeu até meados da década de 70 e foi caracterizada pela abundância de recursos financeiros, os modelos para planejamento técnico-econômico do sistema não consideravam os aspectos econômico-financeiros. Deste modo, os requisitos de energia definiam a captação de recursos.

Na Fase II, que começou com a crise do petróleo e estendeu-se até os anos 90, iniciou-se a crise financeira no setor. Com isso, surgiu a necessidade de representar as restrições financeiras [55], a priorização de obras e o relaxamento de critérios, nos modelos para planejamento técnico-econômico. Assim, os limites de recursos definiam os limites de oferta de energia e os agentes econômicos eram tratados de forma agregada.

A Fase III, pela qual o setor está passando, é caracterizada pelo aumento do capital privado no financiamento do setor e pela livre comercialização da energia. A mudança estrutural impacta fundamentalmente no modo de avaliar os ativos, exigindo uma maior inter-relação entre os enfoques técnico-econômicos e econômico-financeiros. Sendo assim, há necessidade da explicitação do processo de capitalização dos projetos de investimento e detalhamento dos aspectos relativos aos contratos de compra/venda de energia.

3.1.1 Enfoque Técnico-Econômico

Os modelos empregados no planejamento da expansão (geração e transmissão) enquadram-se no enfoque técnico-econômico. Especificamente na Fase I, onde ainda não se caracterizava a escassez de recursos, estes modelos empregavam tratamento estocástico para variáveis como hidrologia e consumo.

Reconhecendo as dificuldades de se representar o processo complexo de planejamento de sistemas hidrotérmicos em um único modelo, uma cadeia de modelos [47] foi adotada, com base em critérios específicos de modulação e especialização. Assim, os diversos estágios do planejamento da expansão estão representados de forma esquemática na Figura 15.

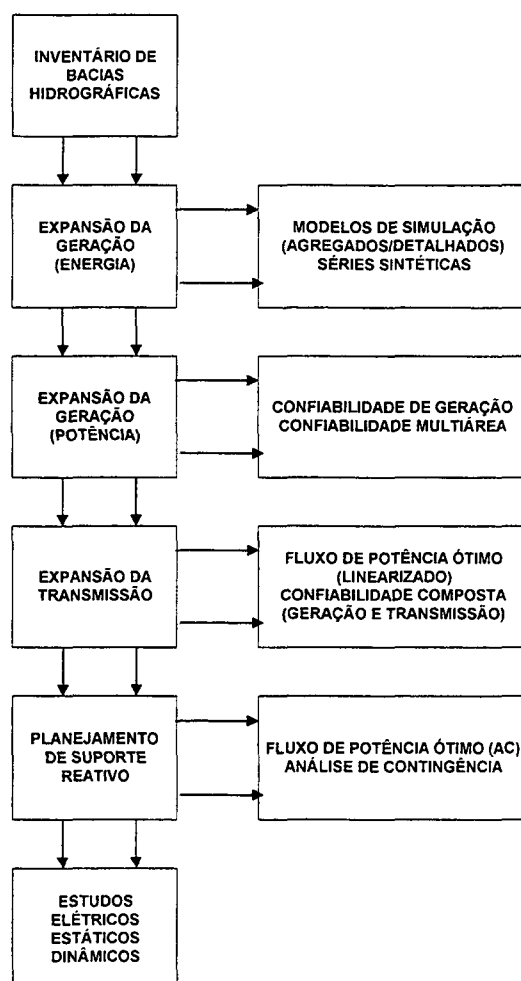


Figura 15 – Cadeia Hierárquica de Modelos da Fase I

Nesta cadeia, cada modelo, individualmente considerado, representa um aspecto parcial do problema de planejamento, e o seu conjunto, coletivamente considerado, representa o problema de planejamento completo.

Os níveis hierárquicos correspondem a diferentes tipos de decisões de planejamento, com diferentes horizontes de influência e graus de impacto em termos de suprimento de energia. Por exemplo, a falta de água nos reservatórios devido a uma seca severa pode levar ao racionamento de energia, podendo durar vários meses. Em contraste, falhas em unidades geradoras podem levar a interrupções temporárias com duração limitada a algumas horas, durante o período de ponta do sistema.

No lado direito da cadeia, estão as principais ferramentas de análise do sistema em termos de custo e de confiabilidade. Cada ferramenta contém uma descrição detalhada das características do sistema relevantes para a tomada de decisão em cada etapa. No lado esquerdo, estão explicitadas as principais decisões de investimento em cada etapa. Assim, para cada modelo de síntese, existe um modelo de análise, que permite uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema planejado. Para cada tipo de decisão, foram desenvolvidos diversos modelos, baseados tanto em técnicas de programação matemática quanto em métodos heurísticos.

A cadeia hierárquica da Fase I não atendia simultaneamente aos requisitos do planejamento de sistemas hidrotérmicos interligados, quais sejam:

- tratamento integrado das decisões de investimento em geração e interligações;
- incorporação de restrições de investimento no processo de expansão;
- representação de economias de escala e de indivisibilidade de projetos;
- consideração de aspectos de confiabilidade em termos de energia e capacidade;
- análise multiárea de sistemas interligados não radiais;
- representação da dependência entre operação do sistema de geração e plano de expansão;
- modulação do subproblema de operação em função do horizonte de planejamento.

Assim, MOROZOWSKI [44] propõe que o planejamento da expansão do sistema de geração e das interligações seja realizado em duas etapas. Cada etapa é executada por

um modelo de expansão especializado. Na primeira etapa, um modelo adequado à expansão para energia é usado para gerar um plano de expansão parcial, compreendendo usinas, reservatórios e "frações" de interligações. Este plano é então usado como entrada para um modelo de expansão adequado à expansão de capacidade, que decide sobre unidades geradoras adicionais e complementa a expansão das interligações.

O resultado desta integração refletiu-se na cadeia hierárquica de modelos, que passa a apresentar uma nova configuração, ilustrada na Figura 16 [44]. Nessa nova configuração, a expansão da geração e das interligações passa a ser feita em um único modelo de decisão, resolvendo os conflitos decorrentes dos critérios e modelos de expansão.

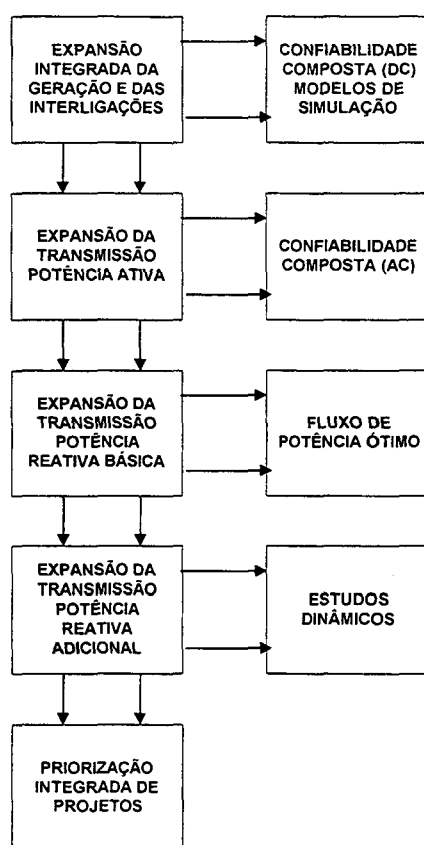


Figura 16 – Cadeia Hierárquica de Modelos da Fase II

A análise correspondente à etapa de geração passa a incluir, além dos modelos tradicionais, um modelo de confiabilidade composta, no lugar do modelo de geração "pura", existente na estrutura anterior. Este modelo de confiabilidade deve representar adequadamente os aspectos de potência ativa nos sistemas de geração e transmissão, através de um fluxo de potência linearizado. Os modelos de simulação energética devem

permitir a representação detalhada do sistema de geração, preferencialmente usinas individualizadas.

Diversos fatores como, por exemplo, o esgotamento sucessivo das fontes de maior economicidade, construção de usinas cada vez mais distantes dos centros consumidores, elevação dos custos dos materiais e mão de obra, contribuíram para a escassez de recursos financeiros. Neste contexto, os modelos de planejamento da expansão da Fase III, que se enquadram no enfoque técnico-econômico desta fase, iniciaram o processo de explicitação de aspectos econômico-financeiros no planejamento.

Estas questões podem ser consideradas através de relaxação de critérios, priorização de obras ou estruturadas sob a forma de restrições financeiras, que ocorrem quando os desembolsos associados ao plano de expansão excedem os recursos disponíveis em um determinado período de tempo.

Distinguem-se, assim, restrições ditas conjunturais, imprevisíveis e de curta duração, de restrições estruturais, de longa duração, porém passíveis de previsão com alguns anos de antecedência. As restrições conjunturais podem ser tratadas com medidas de priorização de obras e relaxação de critérios. As restrições estruturais devem ser consideradas no processo de planejamento da expansão, uma vez que projetos de investimento ótimos sob o ponto de vista econômico podem apresentar cronogramas de desembolso incompatíveis com a disponibilidade de recursos para investimento.

A modelagem tradicional das restrições financeiras nos modelos para planejamento da expansão pode ser feita pelo menos sob duas formas distintas: tetos de investimento [52] e análise financeira endógena [6]. O teto de investimentos considera somente a disponibilidade máxima de recursos para investimento em cada período e envolve uma análise financeira exógena ao processo de decisão de investimento. Assim, durante as etapas de planejamento assegura-se que o custo total ajustado do projeto seja inferior ao teto de investimentos, conforme mostra a expressão (1).

$$TETO_t \geq \sum_{j=1}^p CI_j x_{jt} \xi_{jt} \quad (1)$$

Onde:

CI custo total do projeto

j	índice do projeto de investimento
n	horizonte de planejamento
p	número de projetos de investimento
t	períodos ou etapas do planejamento ($t = 1, \dots, n$)
$TETO$	recurso ou disponibilidade financeira no período t
x_{jt}	fração do projeto j construída na etapa t
ξ_{jt}	fator de correção dos recursos aplicados no projeto j no período t em função de pagamento de juros contraídos antes de t

A aplicação prática de tetos de investimento mostra que, muitas vezes, ocorre o represamento de desembolsos nos anos iniciais, levando a um aumento dos desembolsos ao final do horizonte de planejamento. A análise financeira endógena procura representar o processo de formação do capital para investimento, buscando atender às necessidades de recursos para investimento com a geração de recursos tarifários e com novos empréstimos, considerando pagamento de empréstimos anteriores.

Em 1993, GORENSTIN et al. [6] apresentaram o Módulo de Planejamento sob Incerteza (MODPIN) do modelo SUPER/OLADE-BID, que combina otimização estocástica com critérios de decisão sob condições de incerteza para o planejamento da expansão. Neste modelo, que emprega análise financeira endógena para as restrições financeiras, o subproblema de investimento é formulado como um problema de programação inteira mista. O subproblema de operação é formulado como um problema de planejamento de operação multietápico, multi-reservatório, cujo objetivo é determinar o plano de operação que minimiza o custo de geração total, aí incluído o custo do déficit.

O problema de planejamento da expansão para o caso determinístico é ilustrado na Figura 17. Este processo pode ser estendido para o caso estocástico onde, conhecido o elenco de projetos de expansão e os possíveis cenários que representam as incertezas futuras, é determinada uma estratégia ótima de expansão.

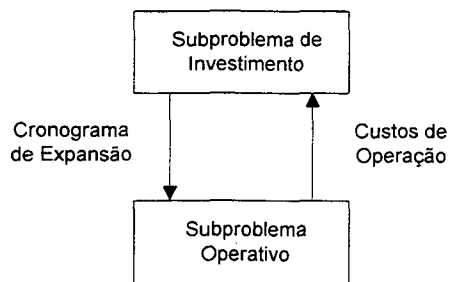


Figura 17 – Decomposição do Planejamento da Expansão no MODPIN

Neste problema, o processo de formação do capital para investimento é representado de forma simplificada, na medida em que considera apenas restrições financeiras. Assim, a soma das receitas resultantes de venda de energia com empréstimos "normais" e empréstimos de "emergência" deve igualar ou exceder a soma dos requisitos de investimento com os custos operativos médios, conforme é apresentado em (2).

$$RT_t + EN_t + EE_t \geq \sum_{j=1}^p RI_{jt} + CO_t \quad (2)$$

Sujeito a:

$$RT_t \leq \overline{RT_t}(x)$$

$$CO_t \leq \overline{CO_t}(x)$$

$$CI_t \leq \overline{CI_t}(x)$$

$$RT_t - CO_t - CI_t \leq \overline{EN_t}(x)$$

$$RT_t + EN_t - CO_t - CI_t = \overline{EE_t}(x)$$

Onde:

CI_t custo total das usinas e interligações concluídas até a etapa t

CO_t custo de operação das usinas e interligações concluídas até a etapa t

EE_t recursos de empréstimos emergenciais na etapa t

EN_t recursos de empréstimos normais na etapa t

j índice do projeto de investimento

n	horizonte de planejamento
p	número de projetos de investimento
RI_j	recursos de investimento necessários para o projeto j na etapa t
RT_t	recursos tarifários na etapa t
t	períodos ou etapas do planejamento ($t = 1, \dots, n$)
x	variáveis de investimento

Os custos dos empréstimos "normais" estão associados a taxas de empréstimos de bancos multilaterais que apresentam juros baixos. Já os custos dos empréstimos "emergenciais" estão associados a taxas de empréstimos de órgãos financeiros privados, que apresentam juros bastante superiores aos dos empréstimos "normais". Em consequência, a parcela de empréstimos "emergenciais" pode ser colocada na função objetivo como o custo financeiro a ser minimizado.

Embora o MODPIN utilize técnicas sofisticadas para modelagem do subproblema de investimento, empregando árvores de cenários, a modelagem do subproblema de financiamento resume-se a algumas restrições que refletiam as fontes de financiamento disponíveis. Adicionalmente, o comportamento do custo de capital de terceiros é modelado de acordo com o montante de capital emprestado, e não conforme o risco do empreendimento. Ou seja, quanto maior o volume de capital financiado, maior o custo de capital. Além disso, o custo de capital próprio é considerado nulo ao longo do horizonte de planejamento.

3.1.2 *Enfoque Econômico-Financeiro*

Os modelos para planejamento econômico-financeiro da Fase I caracterizam-se por uma estrutura fundamentalmente contábil, representando essencialmente as demonstrações financeiras convencionais elaboradas pela empresa.

Como exemplo, estão os modelos corporativos [1] e [45], que surgiram na década de 60, onde os aspectos relativos ao planejamento técnico-econômico são praticamente desconsiderados. Os modelos corporativos foram desenvolvidos quando se identificou que os computadores podiam substituir o ser humano na tarefa de efetuar cálculos repetitivos

(mecanização). A maioria destes modelos corporativos era feito "sob medida" para a empresa em particular e, muitas vezes, tornavam-se caros e de difícil manuseio.

A parte central de um modelo corporativo incorpora considerações sobre: planejamento financeiro, fluxo de caixa, contabilidade, financiamento e geração de relatórios contábeis e financeiros, conforme mostra a Figura 18.

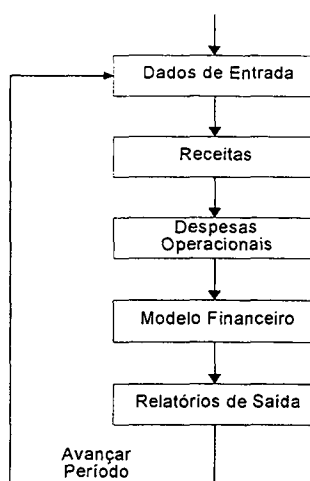


Figura 18 – Estrutura de um Modelo Corporativo

No Brasil, estes modelos surgiram na década de 70 [24] e caracterizavam-se por representar detalhadamente as relações contábeis das empresas de energia elétrica. Inicialmente estes modelos não consideravam, por exemplo, as consequências dos limites de aplicação em obras, a influência do pagamento de dividendos e a repercussão da política inflacionária sobre a necessidade de recursos. A necessidade de reproduzir o efeito destas e outras restrições surgiu com o agravamento da crise financeira do setor.

Os modelos corporativos simulam as operações da empresa e traduzem os resultados destas operações em projeções contábeis, financeiras e econômicas. Em outras palavras, simulam as demonstrações financeiras básicas de uma organização: Demonstração do Resultado do Exercício, Demonstração das Origens e Aplicações dos Recursos e Balanço Patrimonial. Estas demonstrações, e índices que podem ser computados a partir destas, oferecem um panorama do estado da empresa num instante particular e da mudança no estado ao longo de um período de tempo [31].

A Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) quantifica as mudanças no estado, normalmente ao longo de um ano, relatando as receitas, despesas e lucro (ou prejuízo) para o período. A Demonstração das Origens e Aplicações dos Recursos (DOAR)

registra movimentações de recursos da empresa, como estes surgiram e onde foram aplicados. O Balanço Patrimonial (BP) é uma fotografia de um instante de tempo, normalmente 31 de dezembro. Esta demonstração relata o que pertence à empresa (ativos) e quem a possui (passivo e patrimônio líquido).

Estas demonstrações apresentam importantes inter-relações dinâmicas [31]. Por exemplo, o lucro líquido (DRE) é utilizado para distribuir dividendos e para compor os lucros retidos (BP). As movimentações de recursos e aportes de capital (DOAR) são afetados por elementos da DRE que, por sua vez, alteram continuamente os saldos do Balanço Patrimonial.

A maioria dos modelos corporativos são modelos de simulação, implementados através de programação tradicional (FORTRAN, por exemplo), além disso exigem excessiva quantidade de dados de entrada e, devido ao modo como são construídos, não apresentam flexibilidade estrutural. No final da década de 70, NAYLOR [67] avaliou os modelos corporativos em uso à época. Sua pesquisa verificou que 94% dos modelos corporativos são determinísticos, pois não incluem qualquer tratamento probabilístico ou randômico em variáveis, e somente 6% fazem uso de análise de risco, incluindo distribuição de probabilidade em variáveis como vendas, custos etc.

A aplicação de modelos corporativos mostra que os aspectos econômicos são considerados de modo independente em relação aos financeiros, resultando em escolhas econômicas, porém inadequadas ou inviáveis sob o ponto de vista financeiro. Em outros casos, a decisão é financeiramente atrativa, porém não é economicamente viável [1].

Enquanto a maioria dos modelos da Fase I era feito "sob medida", a Fase II caracterizou-se pelo desenvolvimento de modelos baseados em planilhas eletrônicas [31], facilmente adaptáveis a qualquer empresa de energia elétrica.

As planilhas eletrônicas, disponíveis para computadores de pequeno porte e microcomputadores, permitem o desenvolvimento rápido de modelos corporativos, uma vez que não exigem programação tradicional. Inicialmente, os *softwares* mais utilizados para seu desenvolvimento eram *Lotus 1-2-3*, *Supercalc* e *Visicalc*. A modelagem através de planilhas eletrônicas tem sido empregada até hoje, principalmente através do *software Excel*, devido à facilidade de manipulação de seu conteúdo, execução de análises de sensibilidade, alteração de dados de entrada e funções etc. Algumas planilhas são dotadas

de funções para o tratamento de incertezas, através de simulação Monte Carlo, permitindo execução de análises estocásticas [56].

Os modelos da Fase II empregam a metodologia tradicional para avaliação de projetos de investimentos, que consiste na análise estática do cronograma de desembolsos e recebimentos associado ao projeto. A principal limitação deste tipo de análise é a consideração de custos de capital constantes ao longo do período de vida do projeto.

Um dos modelos que se destacam na Fase III do setor elétrico brasileiro é o ANAFIN. O ANAFIN é um modelo computacional para a análise financeira de projetos no setor elétrico brasileiro, desenvolvido pelo Cepel em conjunto com a Eletrobrás. No modelo ANAFIN, o fluxo de caixa de um projeto pode ser analisado sob duas perspectivas: do investimento total e do investidor. Na ótica do investimento total, não é considerada a estrutura de financiamento e, por conseguinte, o esquema de serviço da dívida utilizado. Já na perspectiva do investidor, é verificado se o capital dos acionistas é remunerado na taxa pretendida.

O modelo ANAFIN produz os seguintes indicadores do fluxo de caixa do projeto analisado: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Tarifa de Equilíbrio (TEQ), Investimento de Equilíbrio (INVEQ), Taxa de Juros de Equilíbrio (TJEQ) e Valor Presente Líquido do Fluxo Descartado (VPLFD). O modelo prevê ainda, análise de sensibilidade em relação a variações nos seguintes parâmetros: tarifa de energia, custo do capital próprio, período de estudo e alavancagem (participação de recursos de terceiros).

O ANAFIN é um modelo estático-estocástico e representa explicitamente as diversas fontes de risco que podem impactar o desempenho financeiro do projeto, a saber: taxas de juros do mercado externo ou interno, inflação, mercado, câmbio e tarifas de energia. O método de solução é baseado na técnica de simulação Monte Carlo que permite obter a distribuição de probabilidades dos indicadores financeiros. A partir das informações produzidas pelo modelo, o investidor pode tomar sua decisão de acordo com sua aversão ao risco. O modelo apresenta saídas gráficas ilustrando o fluxo de caixa e seus componentes, permitindo uma análise detalhada do projeto.

Em 1984, GERAGHTY e LYNEIS [13] apresentaram um modelo que incorpora os reflexos decorrentes da competição no processo de planejamento de empresas de energia

elétrica. No caso brasileiro, uma tentativa de incorporar os aspectos da Fase III no processo de planejamento econômico-financeiro é descrita por SILVEIRA [25].

O modelo proposto por SILVEIRA [25] (MPEF/DS - Modelo para Planejamento Econômico-Financeiro Baseado em Dinâmica de Sistemas) é um modelo determinístico e dinâmico, e objetiva a avaliação de valor e retorno de projetos de investimento no setor elétrico. Para a avaliação de retorno são empregados o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) [50]. O VPL é definido pela expressão (3).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+k)^t} \quad (3)$$

Onde:

- k taxa de desconto
- n horizonte de análise
- S valor líquido recebido ao fim do período t
- t períodos ou etapas do horizonte de análise

Quando o VPL calculado por (3) é positivo, o valor atualizado dos recebimentos é superior ao investimento inicial, e o projeto avaliado é aceito. A expressão (3), pressupõe que os fluxos de caixa intermediários são reinvestidos ou captados a uma única taxa de desconto k , ao longo da vida útil do projeto. No entanto, na prática, a taxa de desconto não é constante, pois deve refletir o uso alternativo do capital, isto é, seu custo de oportunidade (custo de capital ou taxa de juros de menor risco).

O VPL reflete o valor atualizado dos fluxos monetários e, por este motivo, faz parte da classe de métodos de Fluxo de Caixa Descontado (FCD). O método da Taxa Interna de Retorno integra também os métodos de FCD. A TIR é definida como a taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos líquidos recebidos com o investimento inicial, ou seja, anula o VPL. A solução da equação para obtenção da TIR requer um processo iterativo, pois é dada por:

$$\sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (4)$$

Onde:

- n horizonte de análise
- S valor líquido recebido ao fim do período t
- t períodos ou etapas do horizonte de análise
- TIR taxa interna de retorno

Quando a TIR calculada a partir da expressão (4) é superior à taxa de desconto k , o retorno do projeto é superior ao uso alternativo do capital, e o projeto avaliado é aceito. Este método também pressupõe que os fluxos de caixa intermediários são reinvestidos ou captados a uma única taxa de desconto: a TIR.

Enquanto os indicadores de retorno baseiam-se no fluxo de caixa, os indicadores de valor EVA (*Economic Value Added*) e MVA (*Market Value Added*), utilizados no modelo MPEF/DS, baseiam-se na estrutura de capital e no balanço patrimonial, que é ilustrado na Figura 19 [3].

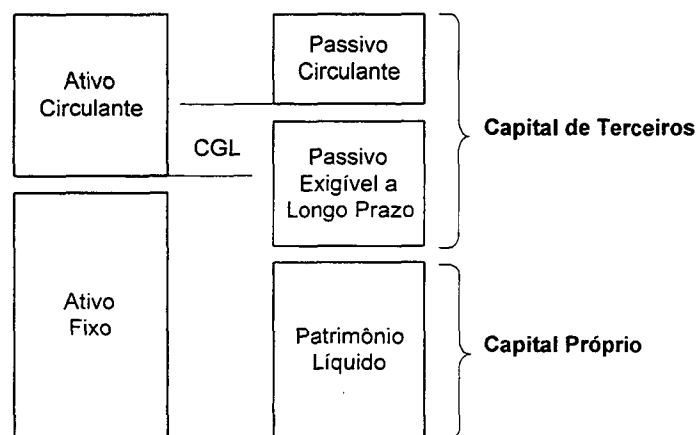


Figura 19 – Estrutura do Balanço Patrimonial

A Figura 19 (CGL designa Capital de Giro Líquido) mostra que um ativo pode ser financiado através de capital próprio e capital de terceiros. Ao capital de terceiros está associado o custo de capital de terceiros, representado pela taxa de juros de empréstimos junto a instituições financeiras, e ao capital próprio está associado o custo de capital próprio. Esse último está associado à taxa de retorno exigida pelos acionistas, que é uma taxa implícita, pois depende do pagamento de dividendos e do desempenho da empresa no mercado financeiro.

Como o pagamento dos juros de capital de terceiros é preferencial em relação ao pagamento de dividendos (que é um direito residual sobre o lucro líquido da empresa), o custo de capital de terceiros é inferior ao custo de capital próprio. Ou seja, como o nível de risco que o acionista ordinário submete-se ao investir no ativo é superior ao risco incorrido pelo prestador, o custo de capital próprio é superior ao custo de capital de terceiros [3]. No entanto, enquanto o custo de capital emprestado pelos bancos é qualificado como despesa nas demonstrações financeiras tradicionais, o custo do capital próprio "emprestado" pelos acionistas não é considerado, embora constitua parcela expressiva de custo.

Assim, em contraste às metodologias convencionais, STEWART [29] propõe os métodos EVA (*Economic Value Added*) e MVA (*Market Value Added*), que consideram o custo médio ponderado de capital na avaliação do desempenho econômico-financeiro de ativos. STEWART [29] define EVA como o produto entre o capital investido e a diferença entre o retorno sobre o investimento e o custo médio ponderado do capital, conforme a expressão (6). Assim definido, o EVA quantifica o valor produzido pelo ativo após atendidos os juros exigidos pelos financiadores e as expectativas de ganho dos proprietários (acionistas).

$$EVA = (R - CMPC) \times capital \quad (5)$$

$$capital = CP + CT \quad (6)$$

Onde:

capital capital investido

CMPC custo médio ponderado do capital

CP capital próprio empregado no investimento

CT capital de terceiros empregado no investimento

EVA *Economic Value Added*

R retorno do investimento

O retorno sobre o investimento é definido como a relação entre o lucro líquido operacional e o capital investido, enquanto que a expressão para o custo médio ponderado do capital é apresentada em (7):

$$CMPC = \frac{CP}{capital} \times CCP + \frac{CT}{capital} \times CCT \quad (7)$$

Onde:

capital capital investido

CCP custo do capital próprio

CCT custo do capital de terceiros

CMPC custo médio ponderado do capital

CP capital próprio empregado no investimento

CT capital de terceiros empregado no investimento

O EVA é um índice anual, e quantifica a criação de valor para o acionista, que ocorre quando o retorno sobre o investimento R é superior ao custo médio ponderado do capital $CMPC$. Desta forma, indica se o ativo está produzindo capital suficiente para cobrir o custo real do capital empregado.

STEWART [29] define MVA como o valor presente dos EVA's futuros do ativo, conforme a expressão (8):

$$MVA = \sum_{t=1}^n \frac{EVA_t}{(1 + CMPC)^t} \quad (8)$$

Onde:

CMPC custo médio ponderado do capital

EVA *Economic Value Added*

MVA *Market Value Added*

n horizonte de análise

t períodos ou etapas do horizonte de análise

O MVA é uma medida cumulativa do desempenho econômico-financeiro do ativo, ou seja, é um indicador de longo prazo. Sendo assim, um ativo em fase de expansão pode apresentar EVA negativo e MVA positivo. As figuras contábeis necessárias para a determinação do EVA e MVA são as frequentemente determinadas pelas demonstrações financeiras tradicionais, evidenciando apenas uma nova forma de analisar ativos.

A Figura 20 apresenta o diagrama do modelo MPEF/DS [42], em que estão representadas as fontes de financiamento: capital de terceiros e capital próprio. O capital próprio é composto pelo valor das ações do ativo e pelo lucro retido, que é o lucro líquido subtraído dos dividendos. O lucro líquido, por sua vez, é o resultado da operação do ativo, consistindo nos desembolsos menos os recebimentos, observado o pagamento do imposto de renda. O pagamento dos juros sobre capital de terceiros é realizado pelo serviço da dívida, enquanto que o pagamento dos juros sobre capital próprio é efetuado através dos dividendos, com reflexos sobre o valor do ativo. O valor do ativo é traduzido pelos índices EVA e MVA.

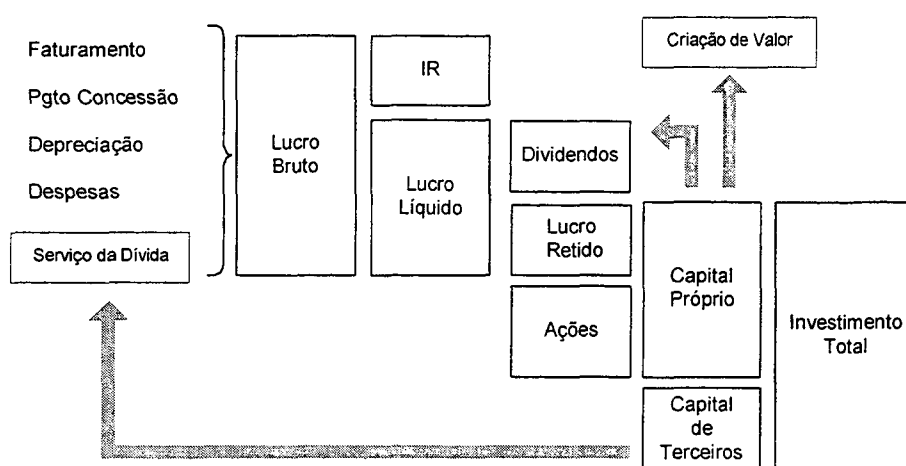


Figura 20 – Estrutura do MPEF/DS

O modelo proposto no presente trabalho, denominado SUN, consiste em uma abordagem dinâmico-estocástica para a análise de projetos de investimento em ambiente competitivo. O modelo proposto representa os principais laços de realimentação existentes na determinação do fluxo de caixa dos projetos e emprega uma abordagem estocástica para a quantificação do risco de projetos e carteiras.

As principais características que diferenciam o modelo proposto em relação aos demais modelos para avaliação de projetos em uso no setor, são:

- construção do fluxo de caixa dos projetos de forma dinâmica;
- representação das fontes de financiamento de projetos de longo e curto prazo;
- representação da formação do resultado operacional dos projetos junto ao MAE;

- possibilidade de construção de diversos tipos de contratos, incluindo de opção, e
- possibilidade de avaliação de retorno e risco de projetos, de forma individual e em carteiras.

A seguir é apresentada a proposta conceitual para a solução do problema de avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo. No entanto, inicialmente são analisados os enfoques técnico-econômico e econômico-financeiro do problema em questão.

3.2 Proposta de Modelo para Análise de Projetos

3.2.1 Análise do Enfoque Técnico-Econômico

Um dos principais requisitos para determinação de um plano de expansão que garanta um suprimento econômico e confiável é a determinação do custo deste plano. Este custo apresenta dois componentes básicos: um custo de investimento, dado pelo custo de construção de unidades geradoras e interligações, e um custo de operação, associado ao custo de combustíveis das plantas térmicas.

A decomposição do problema de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro foi inicialmente proposta em 1985 por PEREIRA et al. [47]. Em 1993, GORENSTIN et al. [6] propõem a decomposição em dois subproblemas: investimento e operação, como é ilustrado na Figura 21. Para a solução deste problema, é combinada a otimização estocástica com critérios de decisão sob condições de incerteza.

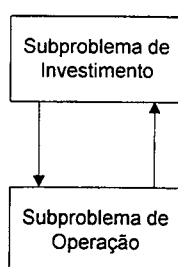


Figura 21 – Subproblemas de Operação e Investimento

Neste modelo, o subproblema de investimento é formulado como um problema de programação inteira mista. O subproblema de operação é formulado como um problema de

planejamento de operação multiestágio, multi-reservatório, cujo objetivo é determinar o plano de operação que minimiza o custo de geração total, aí incluído o custo do déficit. Este subproblema é resolvido por um algoritmo de fluxo de custo mínimo em redes com ganhos.

Uma deficiência identificada neste modelo é o tratamento especializado dos aspectos de energia e capacidade (potência). Desse modo, MOROZOWSKI [44] apresenta uma nova visão para o problema, que trata de forma integrada os aspectos de energia e de potência. Neste modelo, o subproblema de investimento é formulado como um problema de programação inteira-mista e resolvido por um algoritmo de *branch and bound*. O subproblema de operação, por sua vez, é decomposto em dois subproblemas: confiabilidade energética e confiabilidade multiárea. O subproblema de energia é formulado e resolvido como um problema de programação linear estocástica, com representação explícita das incertezas hidrológicas (cenários hidrológicos). Este subproblema é resolvido por um algoritmo de fluxo em redes com ganhos. O subproblema de confiabilidade de potência é formulado como um fluxo de potência ótimo (despacho de potência) com restrições estocásticas e resolvido por integração direta.

Este modelo, baseado em decomposição de Benders, foi aplicado na expansão ótima do sistema interligado Sul-Sudeste (sistema hidrotérmico de grande porte) evidenciando economias substanciais em relação ao método de expansão tradicional, baseado no uso interativo de modelos especializados em aspectos de energia e capacidade [44]. De fato, a abordagem integrada gerou uma economia de US\$ 640 milhões, ou seja, cerca de 5% do custo total de investimento e operação, em relação à solução obtida com a abordagem especializada.

Estes modelos são adequados ao planejamento da expansão no ambiente pré-reforma. O problema de planejamento no contexto atual requer a reformulação do enfoque técnico-econômico, em especial, devido à criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Sendo assim, uma nova cadeia hierárquica de modelos técnico-econômicos está sendo desenvolvida pelo CEPEL, de forma a amparar o planejamento setorial em todas as suas etapas. Um desses modelos é o NEWAVE, adequado à solução do problema de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos.

O planeamento da operação objetiva determinar, a cada período, estratégias de geração para cada unidade geradora do sistema, de modo a minimizar o custo esperado de operação ao longo do período de planeamento. O NEWAVE representa de forma agregada o parque hidrelétrico e o cálculo da política de operação é baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE).

Para a solução do problema de operação, multiperíodo e multicenários, são empregadas técnicas de decomposição, que dividem o problema em subproblemas de um único estágio, resolvidos por algoritmos especializados. A integração destes subproblemas baseia-se na decomposição de Benders, aplicada a problemas estocásticos, resultando na solução iterativa de uma sucessão de subproblemas de operação de um único período.

Por intermédio desta técnica é possível estimar as consequências futuras das decisões operativas de um período, nos períodos seguintes. A técnica de PDDE emprega o algoritmo de Benders para construir aproximações lineares por partes para a função valor esperado do custo futuro de operação. Estas aproximações são obtidas das soluções duais dos problemas de um estágio.

O modelo NEWAVE é composto por quatro módulos computacionais, sumarizados a seguir:

1. **Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes e energias afluentes:** Para cada subsistema, os reservatórios são agregados em um único reservatório equivalente de energia. A capacidade de armazenamento de cada reservatório equivalente é estimada através da energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do subsistema, adotando-se deplecionamento proporcional. Também agrega as vazões afluentes a cada subsistema em afluições energéticas equivalentes. São consideradas separadamente as parcelas que correspondem às afluições, aos reservatórios e às usinas a fio d'água.
2. **Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes:** Estima os parâmetros do modelo estocástico de energias afluentes aos subsistemas, utilizado no módulo do cálculo da política de operação hidrotérmica. Este modelo estocástico também é empregado na geração de séries sintéticas de energia afluentes para análises de desempenho no módulo de simulação da operação.

3. **Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica:** Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes baseados no algoritmo de PDDE, considerando as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda, os intercâmbios e a indisponibilidade dos equipamentos.
4. **Módulo de simulação da operação:** Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variação da demanda, com base na política de operação obtida no módulo anterior. Calcula índices de desempenho, como a média dos custos de operação, o risco de déficit e os valores esperados de energia não suprida.

O novo problema de planejamento técnico-econômico pressupõe a separação entre o fluxo físico de energia (enfoque do modelo NEWAVE) e o fluxo financeiro de contratos (enfoque do modelo do MAE) entre as empresas. Com isso, a contratação bilateral – geralmente de longo prazo – pode ser feita diretamente entre geradores e compradores (consumidores livres, comercializadores, distribuidores etc.) através de instrumentos legais que definam: volume, preço e prazo para a entrega da energia.

Assim, para os propósitos deste trabalho, o enfoque técnico-econômico para o problema de avaliação de projetos de investimento foi estruturado segundo a Figura 22.

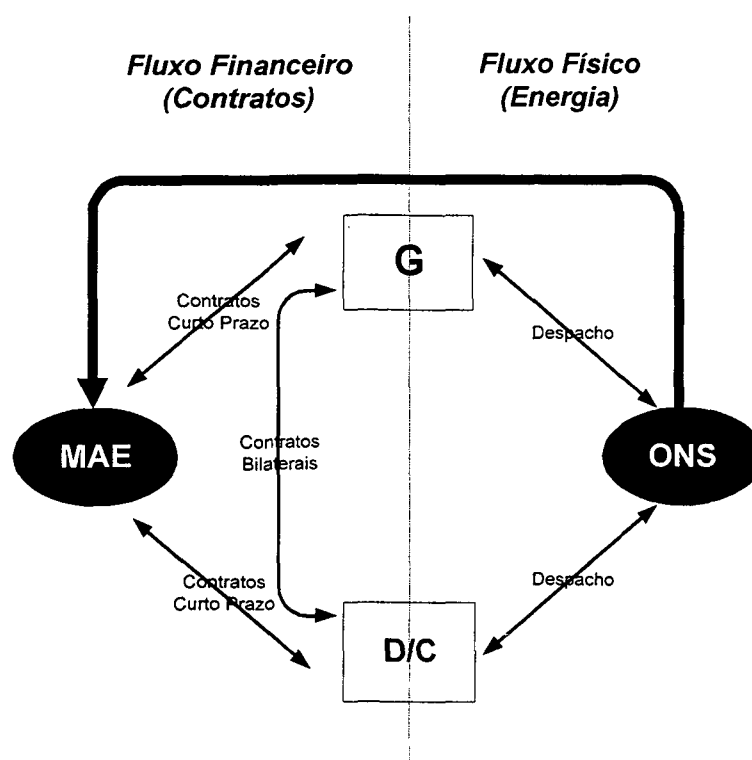


Figura 22 – Planejamento Técnico-Econômico: Fluxos Físico e Financeiro

Nesta figura, G designa uma empresa geradora típica e D/C uma empresa distribuidora/comercializadora. A ênfase da modelagem deste trabalho é a representação dos fluxos financeiros, materializados pelos contratos de curto prazo (negociados no MAE) e pelos contratos de longo prazo (negociados livremente de forma bilateral). Em síntese, no presente trabalho assume-se que o enfoque técnico-econômico para o problema de avaliação de projetos consiste na representação do fluxo de negociações contratuais de curto e longo prazo entre os agentes.

No entanto, é necessário explicitar a existência de fontes de capitais diferenciadas (próprio e de terceiros) na estrutura de capital, uma vez que a situação de monopólio regulado garantia o acesso ao capital. Isto requer a representação do processo de formação do capital para investimento, através de um subproblema de financiamento.

Neste ponto, torna-se importante reconhecer a experiência adquirida na literatura em finanças, externa ao setor elétrico brasileiro. Estas pesquisas evidenciam a importância da consideração entre as interações entre as decisões de investimento e financiamento dentro de uma corporação. Esta experiência é datada do final da década de 60 – início da década de 70 [65], e é discutida a seguir.

3.2.2 *Análise do Enfoque Econômico-Financeiro*

A Figura 23 explicita a interação entre os subproblemas de investimento e financiamento no contexto do problema de planejamento da expansão.

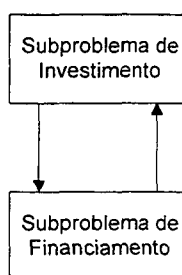


Figura 23 – Subproblemas de Investimento e Financiamento

Uma das questões mais controvertidas na administração financeira diz respeito ao relacionamento entre a estrutura das fontes de financiamento da empresa – estrutura financeira ou de capital – e o custo global dos recursos utilizados – custo médio ponderado do capital. Esta controvérsia foi suscitada por MODIGLIANI e MILLER [22] ao refutar a chamada visão tradicional [12] e [16] do problema.

Para a corrente tradicional, uma empresa pode alcançar a estrutura de capital ótima, que apresenta o mínimo custo médio de capital. O custo médio ponderado do capital reflete a participação relativa de dois tipos de capital, próprio e de terceiros, na estrutura de capital da empresa. Teoricamente, o custo de capital de terceiros – representado por debêntures, empréstimos e financiamentos a longo prazo, e créditos a curto prazo – deve ser inferior ao do capital próprio.

Seja a relação $T/(T+P)$ (onde T designa capital de terceiros e P é capital próprio), a medida de participação de capital de terceiros na estrutura de capital. Quanto maior a participação de capital de terceiros, maior a participação do recurso mais barato e, consequentemente, a média ponderada do custo de capital da empresa será cada vez menor. Nessas condições, o custo médio ponderado do capital diminuirá com o aumento da participação de capital de terceiros. Diminuirá até certo ponto, a partir do qual, em virtude de ser ultrapassado o limite de endividamento considerado aceitável para as instituições que estiverem fornecendo recursos de terceiros, o custo destes últimos começará a elevar-se, o mesmo ocorrendo com o custo médio. Assim, existe um ponto de mínimo custo médio ponderado de capital, que consiste na condição ótima de fontes de recursos. Este comportamento da relação entre estrutura de capital e custo de capital está representado na Figura 24, onde CCP é o custo de capital próprio, CCT é o custo de capital de terceiros e $CMPC$ é o custo médio ponderado de capital da empresa. Esta é a posição dita tradicional nesta área.

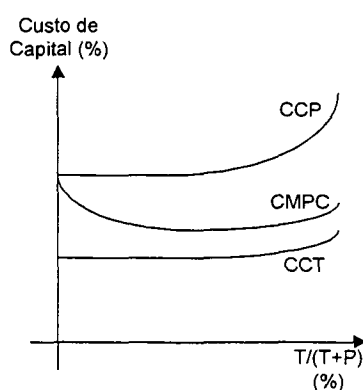


Figura 24 – Estrutura de Capital e Custo de Capital: Corrente Tradicional

No entanto, para Modigliani e Miller (MM) não há relação entre estrutura de capital, custo de capital e, consequentemente, o valor da empresa. Essa tese baseia-se em duas proposições fundamentais:

- o valor da empresa não deve depender do *mix* de modalidades de recursos, mas do risco associado aos lucros operacionais das empresa;
- o custo médio ponderado do capital é constante, independentemente da relação entre capital de terceiros e recursos totais.

Em consequência dessas proposições básicas, a corrente Modigliani e Miller afirma que o custo do capital próprio é a soma do custo médio com um fator correspondente ao risco (resultante da estrutura de capital da empresa). Assim, o aumento do grau de endividamento aumenta também o custo de capital próprio, devido a esse fator de risco financeiro. Portanto, se o custo médio de capital for constante, não haverá estrutura de financiamento ótima e o valor da empresa não dependerá das decisões sobre a estrutura de capital. Deste modo, para Modigliani e Miller a estrutura de capital não afeta a rentabilidade e como os emprestadores vêem o risco. O comportamento da relação entre estrutura de capital e custo de capital, na proposição MM, é indicado na Figura 25.

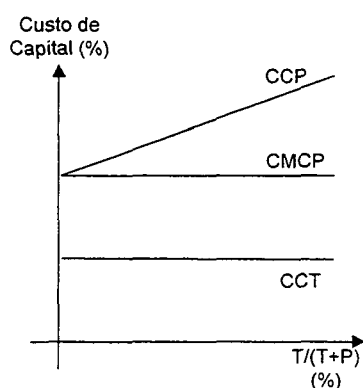


Figura 25 – Estrutura de Capital e Custo de Capital: Corrente Modigliani-Miller

Observa-se na Figura 25 que a curva CCT é horizontal, decorrente da hipótese de que o capital de terceiros não apresenta risco para os credores de uma empresa. Essa hipótese, por sua vez, resulta da hipótese de mercado perfeito de capitais, permitindo às empresas tomar novos recursos de terceiros sem restrições quanto à sua quantidade. As tentativas mais recentes de confirmação de qualquer associação entre estrutura de capital e custo de capital têm reconhecido a existência de imperfeições no mercado, afastando-se portanto, da proposição de Modigliani e Miller, as quais, porém, continuam sendo contribuições das mais importantes em finanças [3].

Uma consequência importante da existência da estrutura de capital ótima é que as decisões de investimento e financiamento não podem ser separadas. Como o custo de

capital é o critério básico de toda e qualquer forma de aplicação de recursos (decisão de investimento), uma vez que investimentos com retorno aquém dessa taxa reduzem o valor da empresa, a possibilidade de utilizar-se a estrutura de capital em que o custo médio ponderado do capital seja mínimo, maximiza o valor da empresa. Ou seja, é possível aumentar o valor da empresa não só pela maximização de resultados, mas também pela minimização de custos dos recursos. Por outro lado, o custo médio ponderado de capital é um subproduto da decisão de financiamento, pois depende da estrutura de capital empregada para financiar as atividades da empresa.

Os modelos para planejamento em uso no setor elétrico não consideram a dependência das decisões de investimento e financiamento. O custo de capital, elemento central de conexão entre os problemas de investimento e financiamento, é muitas vezes modelado de forma bastante simplificada. No caso do modelo proposto por GORENSTIN et al. [6], o custo de capital próprio é considerado nulo e o custo de capital de terceiros apresenta relação direta com o valor total do capital financiado, de forma que este custo cresce com o aumento do montante emprestado. Observa-se, portanto, a necessidade de modelos que explicitem a conexão entre as decisões de investimento e financiamento, uma vez que a otimização do problema de planejamento depende da consideração do custo de capital.

As incertezas de curto prazo (negociações no mercado *spot*, por exemplo) também influenciarão o planejamento econômico-financeiro, indicando a necessidade da modelagem do problema de financiamento de curto prazo. A seguir são discutidas as ligações existentes entre o problema de financiamento de longo prazo (LP) e o problema de financiamento de curto prazo (CP), evidenciados na Figura 26.

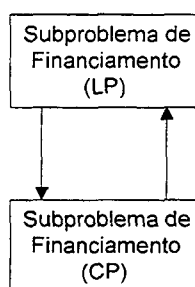


Figura 26 – Subproblemas de Financiamento de Longo e Curto Prazo

As decisões de investimento e financiamento que as empresas enfrentam, no horizonte de longo prazo consistem em: orçamentação de capital, política de dividendos e

estrutura de capital. No entanto, a empresa pode identificar as melhores oportunidades de investimento, determinar a estrutura de capital ótima, seguir a política de dividendos perfeita, e ainda assim pode falir, caso não possua caixa para pagar as contas do dia-a-dia. Daí a necessidade do planejamento financeiro de curto prazo. O capital circulante, incluindo o caixa, é uma das variáveis mais importantes da dinâmica de curto prazo. Isto porque reflete o saldo líquido de capital disponível para negociação a curtíssimo prazo – a espécie de capital mais líquida da empresa.

Todos os negócios exigem capital, isto é, dinheiro para investir-se em máquinas, estoques, combustíveis, e outros ativos para que o negócio entre em operação. No entanto, estes ativos não são adquiridos todos de uma só vez, mas sim obtidos gradualmente ao longo do tempo. O custo total destes ativos compreendem os requisitos acumulados de capital da empresa, e crescem de modo irregular, como mostrado na linha sinuosa da Figura 27 [58].

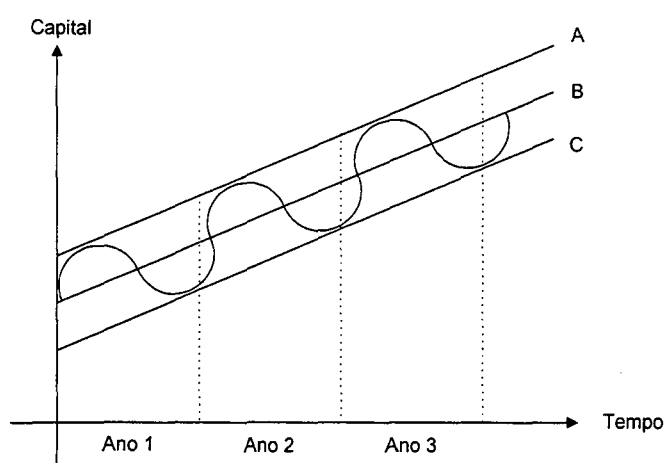


Figura 27 – Interações entre Financiamento de Longo e Curto Prazo

A linha sinuosa mostra que existe uma tendência de crescimento e, também, variações sazonais. Os requisitos acumulados de capital podem ser atendidos por financiamentos de longo e de curto prazo. Quando o financiamento de longo prazo não cobre os requisitos, a empresa deve obter fundos de curto prazo para cobrir a diferença. Por outro lado, quando o financiamento de longo prazo supera os requisitos, a empresa experimenta excedente de caixa, que pode ser utilizado para outros investimentos de curto prazo.

Assim, os requisitos acumulados de capital, associados à quantidade de financiamento de longo prazo obtida, indica quando a empresa é um prestador de capital

ou quando deve pedir emprestado. As linhas *A*, *B* e *C* da Figura 27 ilustram este fato. Cada uma mostra uma estratégia de financiamento de longo prazo diferente. A estratégia *A* sempre implica em excedente de caixa no curto prazo, enquanto que a estratégia *C* implica em permanente necessidade de financiamento de curto prazo. Em *B*, que é normalmente a estratégia mais comum, a empresa toma emprestado durante parte do ano e empresta capital em outra época.

3.2.3 *Integração dos Enfoques e Proposta de Modelagem*

A análise anterior permite concluir que os enfoques técnico-econômico (decisões de operação e investimento) e econômico-financeiro (decisões de investimento e financiamento) do planejamento não apresentam ligação explícita na cadeia de modelos empregada pelas empresas do setor elétrico.

Recentemente, MAJUMDAR e CHATTOPADHYAY [62] discutem o fato de que no problema de planejamento da geração tradicional, com minimização de custo, os três aspectos do planejamento (decisões de investimento, financiamento e operação) são analisadas de maneira sequencial, sem incorporar as interações complexas envolvendo seus laços de realimentação. Efetuada deste modo, a solução analítica para o problema de planejamento é bastante simplificada, ao manter os três componentes segregados e, em particular, a solução de mínimo custo pode tornar-se sub-ótima na presença de restrições financeiras. Em seu trabalho, Majumdar e Chattopadhyay apresentam as possíveis alternativas de modelagem destas interações, através da abordagem tradicional a mínimo custo. Além disso, propõem uma solução para o problema de interação das decisões de investimento e financiamento.

Os modelos até então utilizados no planejamento da expansão apresentam algumas deficiências que os tornam inapropriados ao novo problema de avaliação de projetos em ambiente competitivo. A seguir são relacionadas algumas deficiências destes modelos:

- os modelos da cadeia não interagem **ao longo** do processo de planejamento;
- as decisões de investimento, financiamento e operação são **segregadas**, podendo "desotimizar" o processo de planejamento;
- os modelos avaliam os projetos de forma **individual**, isto é, não consideram a contribuição de um projeto para a carteira como um todo;

- a maior parte dos modelos de planejamento não contempla a avaliação de **risco** de projetos;
- a cadeia de modelos não explicita a **estrutura contratual** de longo e curto prazo, e também não considera a modelagem de contratos de opção;
- os modelos não consideram de forma integrada os requisitos de **financiamento de longo e curto prazo**, e
- não consideram o **custo de capital** como elemento da avaliação de projetos.

Sendo assim, a principal **contribuição** do presente trabalho é atender as lacunas identificadas, através de uma metodologia e de um modelo para avaliação de projetos em ambiente competitivo. O modelo proposto permite avaliar os impactos da decisão de investimento de forma integrada, e **complementa** a cadeia de modelos anteriormente apresentada, na medida que apresenta uma nova abordagem para o problema de avaliação de projetos. A avaliação dos projetos pressupõe sua gestão segundo a estrutura conceitual ilustrada na Figura 28.

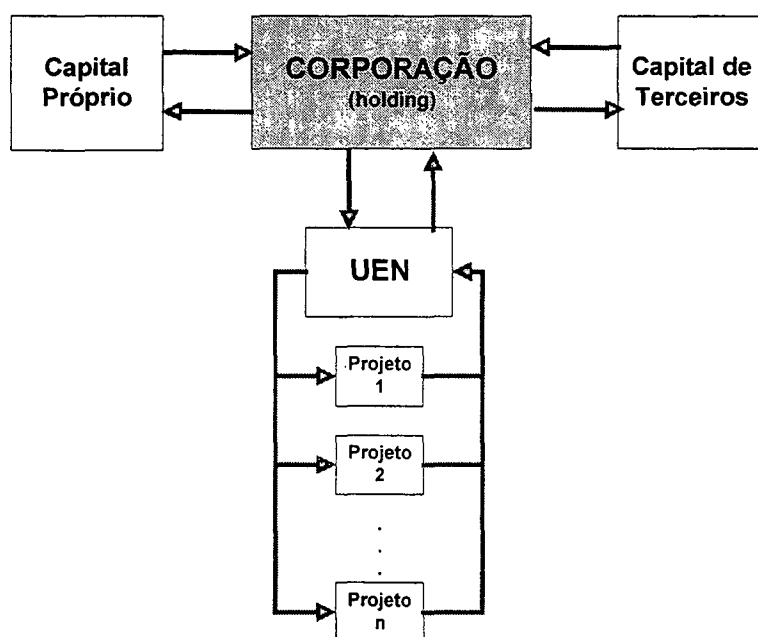


Figura 28 – Gestão Econômico-Financeira dos Projetos

O modelo proposto aborda o **problema de avaliação de projetos de investimento** através de duas etapas. A primeira etapa é a construção do modelo matemático dos projetos (definido pelo fluxo de caixa), estruturada através dos quatro subproblemas representados na Figura 29. Esta estrutura permite considerar os aspectos técnico-econômicos

(subproblemas de investimento e de gestão operacional) e econômico-financeiros (subproblemas de financiamento e de gestão financeira) de forma integrada no problema de avaliação de projetos.

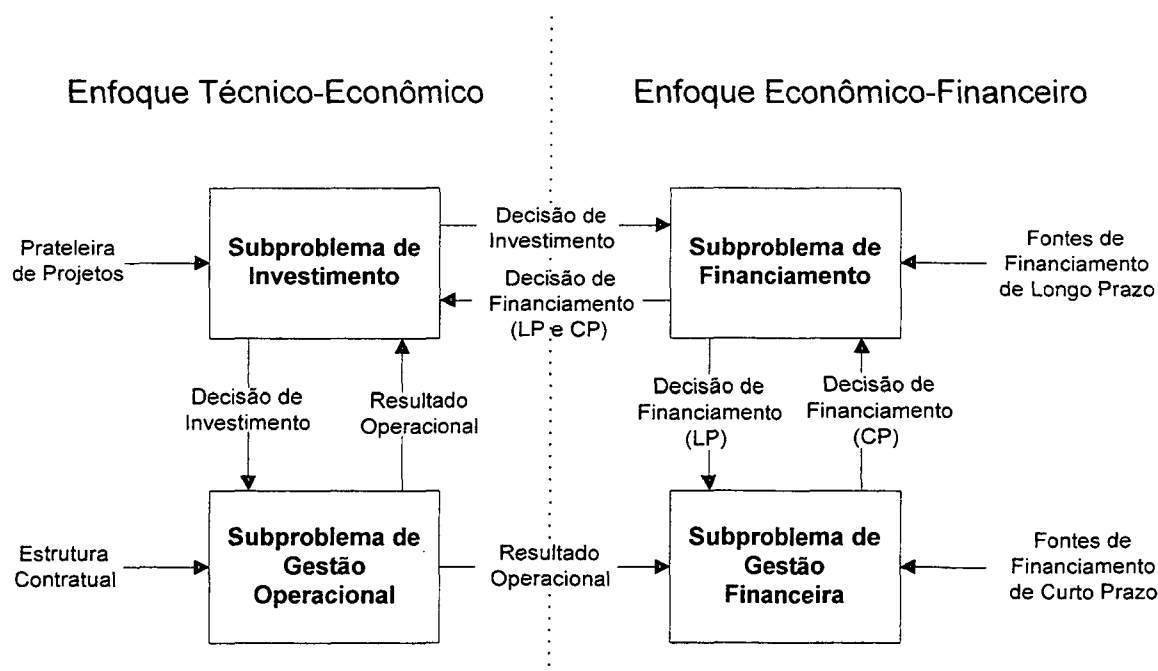


Figura 29 – Estrutura do Modelo Proposto

A segunda etapa é a avaliação do fluxo de caixa dos projetos através de métodos de retorno e risco. A solução final do problema de avaliação de projetos é a definição de uma **carteira de projetos** de investimento, dado um nível de risco desejado. Nesta fase da modelagem, enfatizou-se a representação de projetos de geração de energia. A carteira de projetos é definida pelo **vetor de participação dos projetos**, ou seja, o percentual de participação de cada projeto na carteira. A carteira assim definida, apresenta um nível de retorno e um nível de risco, bem como um volume de investimento associado.

Os principais dados de entrada para a solução do problema nesta fase da modelagem são: uma **prateleira de projetos** de investimento, **estrutura contratual** dos projetos da prateleira, **estrutura de capital** dos projetos da prateleira, resultados do **despacho econômico**, e as características das **fontes de financiamento** de longo e curto prazo. A seguir é detalhado o processo de solução do problema apresentado.

Inicialmente o **subproblema de investimento** repassa as informações da prateleira de projetos para os subproblemas de financiamento e gestão operacional, através de uma

decisão de investimento. A decisão de investimento, definida pelo usuário, pode ser a prateleira de projetos completa ou um subconjunto da prateleira.

Assim, a solução do **subproblema de financiamento** é uma decisão de financiamento que atenda aos requisitos de capital da decisão de investimento. Estes requisitos de capital são captados junto às fontes de financiamento de longo prazo. Os subproblemas de financiamento e investimento, através do **fator de capitalização** dos projetos, refletem diretamente sobre o custo de capital da decisão de investimento.

A solução do **subproblema de gestão operacional** é a composição do resultado operacional da decisão de investimento. O resultado operacional consiste nas receitas/despesas de venda/compra de energia em contratos negociados bilateralmente e negociações no mercado *spot*. Os contratos, por sua vez, são definidos pelos **fatores de contratação** e **fatores de flexibilidade**. O modelo proposto permite a construção de dois tipos básicos de contrato: bilateral (com nível de contratação variando de 0 a 100%) e de opção (venda de *call*, compra de *put* e dupla compra de *put*). O resultado operacional dos projetos é resolvido através de um simulador das principais regras do Mercado Atacadista de Energia.

A solução do **subproblema de gestão financeira** é uma decisão de financiamento de curto prazo. Esta decisão visa complementar os requisitos de capital de longo prazo e depende fundamentalmente do resultado operacional dos projetos. Assim, se a receita operacional líquida de um projeto não é suficiente para cobrir as necessidades de capital de giro, pode ser necessário buscar financiamento de curto prazo para o atendimento das despesas operacionais.

Este processo é simulado dinamicamente ao longo do horizonte de análise, para todos os cenários hidrológicos. A cada período do horizonte, o **subproblema de investimento** constrói o fluxo de caixa de desembolsos e recebimentos dos projetos. O fluxo de caixa é construído basicamente através das informações de investimento e financiamento, bem como do resultado operacional.

Ao final da simulação dinâmica, é executada uma análise estática de retorno e risco, efetuada pelo **subproblema de investimento**. A análise de retorno visa determinar índices de mérito quantitativo para os fluxos de caixa dos projetos. Os índices utilizados são: EVA, MVA, VPL e TIR. A análise de risco aplica a teoria de carteiras, detalhada na seção 4.2, baseando-se nos resultados de Taxa Interna de Retorno.

Ao final, obtém-se uma carteira de projetos de acordo com o nível de risco ou retorno desejado. Assim, é possível montar a carteira com maior retorno para um determinado nível de risco, ou ainda, a carteira com menor risco para um determinado nível de retorno. Além disso, também é determinado o montante necessário para o investimento na carteira selecionada.

3.3 Conclusões

Neste capítulo foram analisados os modelos utilizados no planejamento do setor elétrico. Observa-se que estes modelos sempre evoluíram de forma a contemplar as necessidades do setor. O atual ambiente competitivo requer, em especial, a adequação da nova visão do problema de avaliação de projetos. Assim, o capítulo finaliza com a proposta de um modelo conceitual que permite integrar os enfoques técnico-econômico e econômico-financeiro associados à análise de projetos de investimento.

O próximo capítulo detalha o problema de avaliação de projetos de investimento e apresenta métodos matemáticos adequados para quantificação do desempenho de projetos e carteiras de projetos.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DO PROBLEMA DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS EM AMBIENTE COMPETITIVO

A avaliação econômico-financeira do fluxo de caixa dos projetos de investimento de uma empresa é uma das principais ferramentas para a tomada de decisão. Este capítulo inicia com a caracterização do problema de decisão associado à avaliação de projetos, destacando o risco como elemento importante na seleção de projetos de investimento. A seguir é apresentada a teoria de carteiras, metodologia adequada na quantificação do risco em carteiras de projetos. O capítulo finaliza apresentando as modalidades contratuais como ferramentas para o gerenciamento de risco.

4.1 Caracterização do Problema de Avaliação de Projetos

A definição de um projeto, ou seja, a construção de seu modelo matemático, precede a etapa de avaliação. O modelo matemático de um projeto é seu fluxo de caixa de desembolsos e recebimentos que, em geral, é composto por despesas de investimento, receitas operacionais, despesas operacionais e despesas financeiras. A Figura 30 ilustra o comportamento do fluxo de caixa de um projeto de investimento típico.

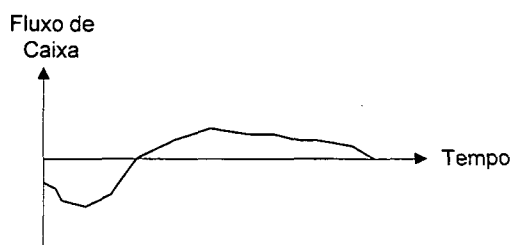


Figura 30 – Fluxo de Caixa de um Projeto Típico

Para os propósitos deste trabalho, o fluxo de caixa de um projeto p , ao final do período de tempo t , é dado por:

$$S_{pt} = - inv_{pt} + res_oper_{pt} - s_div_ct_{pt} + sdo_cx_{pt} \quad (9)$$

Onde:

<i>inv</i>	investimento, aplicação de capital no projeto
<i>res_oper</i>	resultado operacional do projeto
<i>S</i>	fluxo de caixa líquido do projeto
<i>s_div_ct</i>	serviço da dívida do projeto
<i>sdo_cx</i>	saldo de caixa do projeto

No modelo proposto, a montagem do fluxos de caixa dos projetos é feita de forma dinâmica, pelos quatro subproblemas propostos no Capítulo 3. O resultado operacional do projeto é determinado pelo subproblema de gestão operacional, a partir das despesas e receitas operacionais. O saldo de caixa do projeto é calculado através do subproblema de gestão financeira, enquanto que o subproblema de financiamento determina o valor do serviço da dívida do projeto. O aporte de capital necessário para investimento no projeto é um dado de entrada do processo.

A partir do fluxo de caixa líquido, é possível calcular o retorno do projeto através da aplicação de um critério de avaliação. Os métodos usualmente empregados no setor elétrico são o Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno. No presente trabalho, o retorno de um projeto é traduzido pela sua Taxa Interna de Retorno. Assim sendo, o valor do retorno r de um projeto p , é calculado a partir da expressão (10):

$$\sum_{t=1}^T \frac{S_{pt}}{(1 + r_p)^t} = 0 \quad (10)$$

Onde:

T	horizonte de análise
r	retorno do projeto, expresso pela sua TIR
S	fluxo de caixa líquido do projeto

A solução da expressão (10), obtida através de um método iterativo, é um vetor r de retornos, que apresenta dimensão dada pelo número de projetos p .

A determinação dos fluxos de caixa iniciais (investimento em instalações e equipamentos, por exemplo), é usualmente mais simples que a montagem do fluxo futuro de desembolsos e recebimentos. Isto ocorre porque os prazos de maturação durante os

quais ocorre o investimento são muito menores que a vida útil dos projetos, ao longo da qual se recupera o capital investido. Sendo assim, é possível que o fluxo de caixa realizado esteja distante do fluxo planejado inicialmente, em especial porque existem incertezas quanto à realização do fluxo de caixa futuro do projeto.

Uma alternativa para a explicitação e o tratamento de incertezas nos fluxos de caixa de projetos é a elaboração de cenários, que podem ser classificados de acordo com critérios específicos (níveis de demanda, hidrologia, níveis de oferta, por exemplo) e, para cada critério, podem ser definidos diversos níveis (pessimista, provável e otimista, por exemplo).

Na modelagem proposta, a cada projeto é associado um conjunto de fluxos de caixas, que dependem das séries hidrológicas do histórico de vazões (1931 a 1996). O subproblema de gestão operacional calcula as despesas e receitas operacionais, através da modelagem das principais regras do MAE, com base na produção energética de cada projeto e no custo marginal de operação dos submercados.

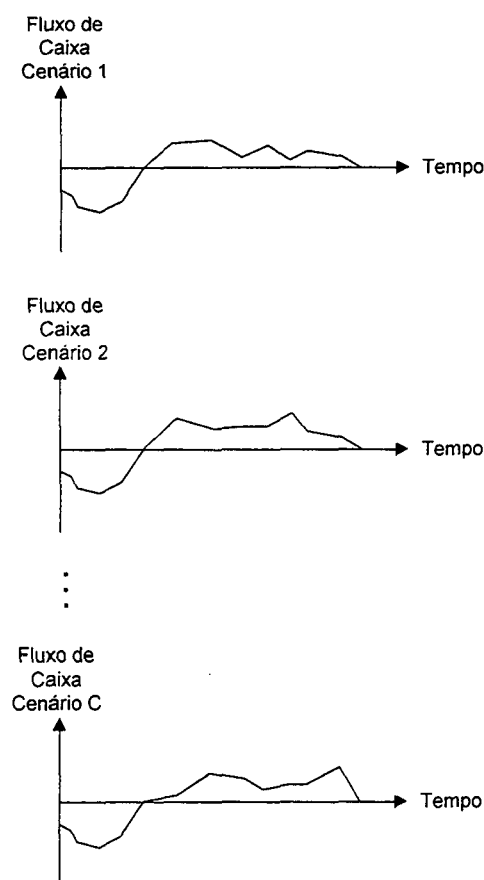


Figura 31 – Conjunto de Fluxos de Caixa de um Projeto

Sendo assim, cada projeto analisado apresenta um vetor r de retornos, de acordo com os cenários hidrológicos postulados. A Tabela 7 apresenta a estrutura da matriz de retornos dos projetos.

Tabela 7 – Matriz de Retornos

	Projeto 1	Projeto 2	...	Projeto P
Cenário 1	r_{11}	r_{12}	...	r_{1P}
Cenário 2	r_{21}	r_{22}	...	r_{2P}
...
Cenário C	r_{C1}	r_{C2}	...	r_{CP}

Como a taxa de retorno de um projeto varia em função de cada cenário hidrológico c , pode ser considerada uma variável aleatória. Desta forma, é possível calcular o valor esperado, a variância e o desvio padrão do retorno de um projeto.

O valor esperado do retorno de um projeto $E(r)$ é dado pela expressão (11):

$$E(r) = \sum_{c=1}^C p_c r_c \quad (11)$$

Onde:

- $E(r)$ valor esperado do retorno do projeto
 p probabilidade de ocorrência do cenário
 r retorno do projeto, expresso pela sua TIR

A variância e o desvio padrão do retorno de um projeto são determinados pelas expressões a seguir:

$$\sigma^2 = \sum_{c=1}^C p_c [r_c - E(r)]^2 \quad (12)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{c=1}^C p_c [r_c - E(r)]^2} \quad (13)$$

Onde:

- σ desvio padrão do retorno do projeto

σ^2 variância do retorno do projeto

A incerteza em relação ao fluxo de caixa de um projeto reflete sobre a volatilidade de seu retorno. Em geral, quanto maior a incerteza associada à realização de um fluxo de caixa, maior é o desvio padrão do retorno do projeto e maior é o seu risco. A variância e o desvio padrão, em particular, indicam o grau de volatilidade do retorno do projeto, pois quanto maior a dispersão dos valores do retorno em relação ao seu valor esperado, maior a variância do retorno.

A variância e o desvio padrão são índices estatísticos adequados na avaliação da variabilidade do retorno de projetos individualmente considerados. Para relacionar o comportamento dos retornos de dois projetos, utiliza-se a covariância e o coeficiente de correlação, que relacionam estatisticamente duas variáveis aleatórias. A covariância e o coeficiente de correlação podem ser calculados a partir das expressões a seguir:

$$Cov_{ij} = \sum_{c=1}^C p_c \{ [r_{ic} - E(r_i)] [r_{jc} - E(r_j)] \} \quad (14)$$

$$Corr_{ij} = \frac{Cov_{ij}}{\sigma_i \sigma_j} \quad (15)$$

Onde:

Corr coeficiente de correlação entre os retornos de dois projetos

Cov covariância entre os retornos de dois projetos

O coeficiente de correlação entre duas variáveis situa-se entre +1 e -1 apresenta sinal algébrico igual ao da covariância. Uma covariância **positiva** ocorre quando há dependência positiva entre as taxas de retorno, ou seja, quando os retornos dos ativos *i* e *j* situam-se ambos acima ou ambos abaixo de seus valores esperados. Por outro lado, uma covariância **negativa** ocorre quando há associação inversa entre as taxas de retorno, ou seja, o retorno do ativo *i* está acima de sua média quando o retorno do ativo *j* está abaixo de sua média (ou vice-versa). Se o retorno do ativo *i* não indicar o comportamento do retorno do ativo *j*, não há relação definida entre os retornos e, neste caso, a covariância é **nula**.

Uma das principais consequências da reestruturação do setor elétrico brasileiro é o aumento da participação privada no financiamento de projetos. A análise de projetos sob a ótica de um agente privado deve incluir não só uma avaliação de retorno, mas também uma avaliação detalhada do risco dos projetos. Desta forma, buscou-se uma metodologia que propiciasse a quantificação do risco.

A teoria de carteiras, introduzida por MARKOWITZ [30] em 1959, supre esta necessidade e é apresentada a seguir, sob o título de análise de risco. Embora a teoria de Markowitz tenha sido proposta para a análise de risco de carteiras de ações e títulos financeiros, é possível adaptá-la para a aplicação em carteiras de projetos de investimento. Objetivando o melhor entendimento da teoria de carteiras, será inicialmente analisada uma carteira composta por dois ativos e em seguida parte-se para análise de carteiras com múltiplos ativos.

4.2 Análise de Risco

4.2.1 Carteira Composta por Dois Ativos

Uma carteira é um conjunto de ativos com participações definidas. Markowitz propõe que o retorno esperado de uma carteira $E(r)_{cart}$ é a média ponderada dos retornos esperados dos ativos que a compõem e, sendo assim, para uma carteira composta por dois ativos, obtém-se:

$$E(r)_{cart} = x_1 E(r_1) + x_2 E(r_2) \quad (16)$$

Onde:

$E(r)$ valor esperado do retorno do ativo

x participação do ativo na carteira

A soma das participações dos ativos na carteira deve ser a unidade, ou seja:

$$x_1 + x_2 = 1 \quad (17)$$

Segundo Markowitz, a variância do retorno de uma carteira σ_{cart}^2 depende da variância do retorno de cada ativo e da covariância dos retornos dos ativos da carteira. Para o caso de uma carteira com dois ativos, esta relação é formalizada pela expressão (18).

$$\sigma_{cart}^2 = x_1^2 \sigma_1^2 + 2 x_1 x_2 Cov_{12} + x_2^2 \sigma_2^2 \tag{18}$$

A variância do retorno de uma carteira com dois ativos pode ser melhor estruturada sob um formato matricial, apresentado na Tabela 8. Neste caso, a variância do retorno da carteira é obtida pela soma das células da matriz.

Tabela 8 – Variância do Retorno de Carteira Composta por Dois Ativos

	Ativo 1	Ativo 2
Ativo 1	$x_1^2 \sigma_1^2$	$x_1 x_2 Cov_{12}$
Ativo 2	$x_1 x_2 Cov_{12}$	$x_2^2 \sigma_2^2$

A análise da variação de x , ou seja, da participação dos ativos na carteira, sobre as expressões (17) e (18) conduz a importantes conclusões. A Figura 32 apresenta o comportamento do retorno esperado e do desvio padrão do retorno para as possíveis combinações de investimento nos ativos 1 e 2, que apresentam covariância negativa.

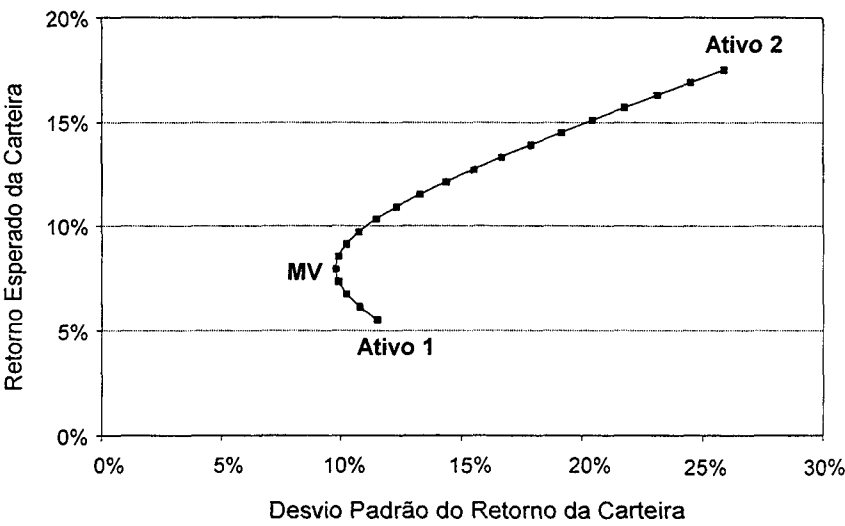


Figura 32 – Carteira Composta por Dois Ativos

A curva da Figura 32 é chamada de conjunto viável. O ponto destacado como *Ativo 1* indica a aplicação integral no ativo 1, da mesma forma para o ponto *Ativo 2*. O ponto denominado *MV* corresponde à carteira de mínima variância, ou seja, a carteira que apresenta o menor risco possível.

Embora a curva seja chamada de conjunto viável, o conjunto **eficiente** é formado apenas pelas carteiras situadas entre *MV* e *Ativo 2*. Isto porque as carteiras situadas entre *Ativo 1* e *MV* são dominadas pela carteira de mínima variância, pois apresentam retorno inferior e risco superior à *MV*.

Para uma parte do conjunto viável, entre *Ativo 1* e *MV*, o desvio padrão diminui ao mesmo tempo em que cresce o retorno esperado. Markowitz define este efeito como **diversificação**: um pequeno aumento da participação do *Ativo 2* funciona como *hedge* (proteção) para a carteira composta em sua maior parte pelo *Ativo 1*.

Segundo Markowitz, o efeito da diversificação ocorre sempre que o **coeficiente de correlação** entre os ativos é negativo e pode ocorrer ou não se seu coeficiente de correlação é positivo. O benefício da diversificação diminui se os ativos apresentarem retornos positivamente correlacionados e, se o coeficiente de correlação for positivo e suficientemente alto, tal benefício pode desaparecer.

Esse fato pode ser verificado através da expressão (19), que é uma formulação alternativa para a expressão (18) já apresentada.

$$\sigma_{cart}^2 = x_1^2 \sigma_1^2 + 2 x_1 x_2 Corr_{12} \sigma_1 \sigma_2 + x_2^2 \sigma_2^2 \quad (19)$$

Enquanto o coeficiente de correlação positivo entre dois ativos aumenta o desvio padrão do retorno da carteira, o coeficiente de correlação negativo entre dois ativos reduz o desvio padrão do retorno da carteira. Em outras palavras, se um dos ativos tende a se valorizar quando o outro tende a cair, e vice-versa, ocorre uma proteção (*hedging*), e o risco da carteira como um todo tenderá a ser baixo. Entretanto, se ambos os ativos se valorizarem ou desvalorizarem simultaneamente, não haverá *hedging* e o risco da carteira aumentará.

Se os ativos 1 e 2 apresentarem coeficiente de correlação ligeiramente negativo (retorno de 1 tende a situar-se abaixo de sua média quando o de 2 está acima da média e vice-versa), o desvio padrão do retorno da carteira será inferior à média ponderada dos desvios padrão dos retornos dos ativos, individualmente considerados. Esta afirmação e o fenômeno da diversificação podem ser melhor explorados através da variação do coeficiente de correlação entre os ativos 1 e 2, conforme é apresentado na Figura 33.

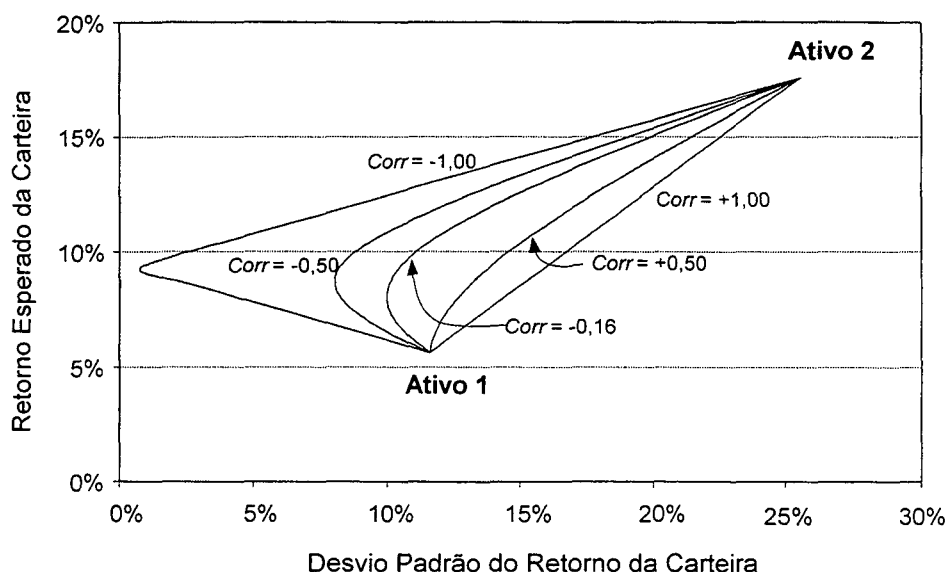


Figura 33 – Carteira Composta por Dois Ativos: Variação no Coeficiente de Correlação

A análise da Figura 33 permite inferir que, se o coeficiente de correlação entre os retornos dos ativos é unitário, o desvio padrão do retorno da carteira é igual à média ponderada dos desvios padrão dos ativos individuais. Por outro lado, se o coeficiente de correlação entre os retornos é inferior a 1, o desvio padrão do retorno da carteira é inferior à média ponderada dos desvios padrão dos ativos individuais. Ou seja, o efeito de diversificação existe sempre que a correlação não é perfeita (coeficiente de correlação inferior a 1).

A redução do coeficiente de correlação intensifica a mudança de direção da relação entre retorno e risco, ou seja, o efeito de diversificação se acentua à medida que o coeficiente de correlação diminui. A mudança de direção é mais pronunciada no caso de correlação negativa perfeita.

Em resumo, se os retornos dos investimentos não são perfeitamente correlacionados, o risco da carteira é menor que o risco médio dos projetos da carteira, pois enquanto algumas taxas de retorno são altas, outras são baixas, provocando um equilíbrio entre os retornos. Isto indica que o risco de um projeto visto sob o contexto de uma carteira, é inferior ao risco do mesmo projeto visto isoladamente.

4.2.2 Carteira Composta por Múltiplos Ativos

A teoria de carteiras de Markowitz pode ser estendida para múltiplos ativos. Sendo assim, a área sombreada da Figura 34, denominada conjunto **viável**, representa as combinações possíveis para uma carteira composta por múltiplos ativos. Todas as combinações possíveis estão contidas nesta região limitada, de forma que nenhum ativo individual ou combinação de ativos situa-se fora da área sombreada.

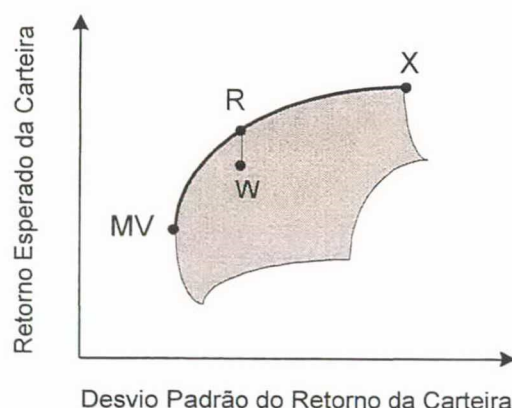


Figura 34 – Carteira Composta por Múltiplos Ativos

Embora as combinações de ativos determinem uma superfície bidimensional, o conjunto **eficiente**, ou seja, as carteiras mais atrativas, estão situadas no limite superior da área entre *MV* e *X*. Qualquer ponto abaixo deste conjunto apresenta retorno esperado inferior e mesmo desvio padrão em relação a um ponto do conjunto eficiente.

Markowitz propõe que o retorno esperado de uma carteira $E(r)_{cart}$ é igual à média ponderada dos retornos esperados dos ativos que a compõem e, sendo assim, para uma carteira composta por n ativos, obtém-se:

$$E(r)_{cart} = \sum_{i=1}^n x_i E(r_i) \quad (20)$$

A soma das participações dos ativos na carteira deve ser igual a um, ou seja:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (21)$$

Segundo Markowitz, a variância do retorno de uma carteira σ_{cart}^2 depende da variância do retorno de cada ativo e da covariância dos retornos dos ativos da carteira. Para o caso de uma carteira com n ativos, esta relação é formalizada pela expressão (18).

$$\sigma_{cart}^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j Cov_{ij} \quad (22)$$

A teoria de carteiras desenvolvida por Markowitz é basicamente um problema de programação quadrática. O objetivo da teoria é minimizar o risco da carteira – expressão (23) – sujeito a duas restrições lineares – expressões (24) e (25). A solução deste problema é um vetor de participação x que minimiza o risco da carteira $f(x)$ para um nível de retorno desejado E^* .

$$Min f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j Cov_{ij} \quad (23)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n x_i E(r_i) = E^* \quad (24)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (25)$$

A variância do retorno de uma carteira com múltiplos ativos pode também ser estruturada sob um formato matricial, apresentado na Tabela 9. Supondo-se que a carteira apresenta N ativos, obtém-se uma matriz **simétrica** com N^2 elementos, com a seguinte estrutura: a diagonal principal da matriz é composta pelas N variâncias dos retornos dos ativos e os $N^2 - N$ termos fora da diagonal principal representam as covariâncias. Neste caso, a variância do retorno da carteira é obtida pela soma das células da matriz.

Tabela 9 – Variância do Retorno de Carteira Composta por Múltiplos Ativos

	1	2	3	...	N
1	$x_1^2 \sigma_1^2$	$x_1 x_2 Cov_{12}$	$x_1 x_3 Cov_{13}$...	$x_1 x_N Cov_{1N}$
2	$x_2 x_1 Cov_{21}$	$x_2^2 \sigma_2^2$	$x_2 x_3 Cov_{23}$...	$x_2 x_N Cov_{2N}$
3	$x_3 x_1 Cov_{31}$	$x_3 x_2 Cov_{32}$	$x_3^2 \sigma_3^2$...	$x_3 x_N Cov_{3N}$
...
N	$x_N x_1 Cov_{N1}$	$x_N x_2 Cov_{N2}$	$x_N x_3 Cov_{N3}$...	$x_N^2 \sigma_N^2$

Considere-se o caso particular de uma carteira composta por N ativos, em que todos os ativos apresentam o mesmo peso na carteira, dado por $1/N$. Além disso, considere-se que todos os ativos apresentam variância Var e que as covariâncias entre os ativos são todas iguais a Cov ($Cov < Var$). Ao representar a variância do retorno da carteira sob a forma matricial, obtém-se a estrutura apresentada na Tabela 10.

Tabela 10 – Variância do Retorno de Carteira Composta por N Ativos

	1	2	3	...	N
1	$(1/N^2) Var$	$(1/N^2) Cov$	$(1/N^2) Cov$...	$(1/N^2) Cov$
2	$(1/N^2) Cov$	$(1/N^2) Var$	$(1/N^2) Cov$...	$(1/N^2) Cov$
3	$(1/N^2) Cov$	$(1/N^2) Cov$	$(1/N^2) Var$...	$(1/N^2) Cov$
...
N	$(1/N^2) Cov$	$(1/N^2) Cov$	$(1/N^2) Cov$...	$(1/N^2) Var$

A variância da carteira é a soma das células da matriz, ou seja:

$$\sigma_{cart}^2 = \frac{N}{N^2} Var + \frac{N^2 - N}{N^2} Cov \quad (26)$$

Para $N \rightarrow \infty$, a variância do retorno da carteira tende à Cov . Isto significa que a variância do retorno da carteira diminui conforme são adicionados ativos, evidenciando o efeito da diversificação, até atingir um patamar não nulo, correspondente à Cov . Em outras palavras, a diversificação atenua o risco da carteira, mas não consegue eliminá-lo totalmente. A Figura 35 ilustra esse comportamento.

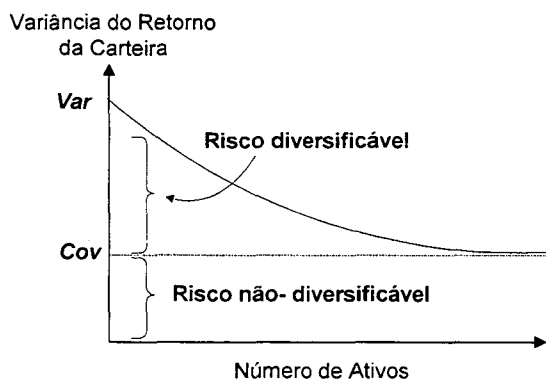


Figura 35 – Tipos de Riscos

Como Var é superior a Cov , a variância do retorno de um ativo na carteira analisada pode ser expressa por:

$$\begin{matrix} \text{Risco de um ativo} \\ (Var) \end{matrix} = \begin{matrix} \text{Risco não-diversificável} \\ (Cov) \end{matrix} + \begin{matrix} \text{Risco diversificável} \\ (Var - Cov) \end{matrix} \quad (27)$$

No exemplo, o risco assumido ao se investir em apenas um ativo, dado por Var , é igual a uma parcela de risco não-diversificável (dado por Cov), que resulta da diversificação total, adicionada a uma parcela de risco que pode ser eliminada através da diversificação (risco diversificável). O risco não-diversificável é também chamado de risco sistemático, risco de carteira ou risco de mercado. O risco diversificável pode ser eliminado numa carteira ampla e é também denominado risco não-sistemático.

O risco diversificável é a parcela do risco total que está associado a causas aleatórias e pode ser eliminado por meio da diversificação. O risco não diversificável é atribuído a fatores de mercado que afetam todos os ativos, e não pode ser eliminado por meio da diversificação. Exemplos destes fatores são as situações de inflação, os incidentes internacionais e os eventos políticos.

Segundo SHARPE [68], o risco de um ativo, no contexto de uma carteira diversificada, pode ser quantificado através do seu índice beta. O beta, formulado pela expressão (28), é uma medida do risco sistemático do ativo em relação à carteira de mercado CM .

$$\beta_i = \frac{Cov_{iM}}{\sigma_M^2} \quad (28)$$

Onde:

β_i beta do ativo i

Cov_{iM} covariância entre o ativo i e a carteira de mercado

σ_M^2 variância do retorno da carteira de mercado

A obtenção gráfica da carteira de mercado CM , segundo a teoria de Sharpe, é apresentada na Figura 36. O ponto CM é obtido pela reta CML que, com origem na taxa livre de risco R_f , tangencia o conjunto viável. A reta CML é a abreviação de *Capital Market Line* (Linha de Mercado de Capitais). A carteira de mercado é a carteira que fornece as melhores oportunidades de investimento e, na prática, pode ser utilizado, com boa aproximação, um índice amplo de mercado (no caso de ações e títulos, o índice IBOVESPA).

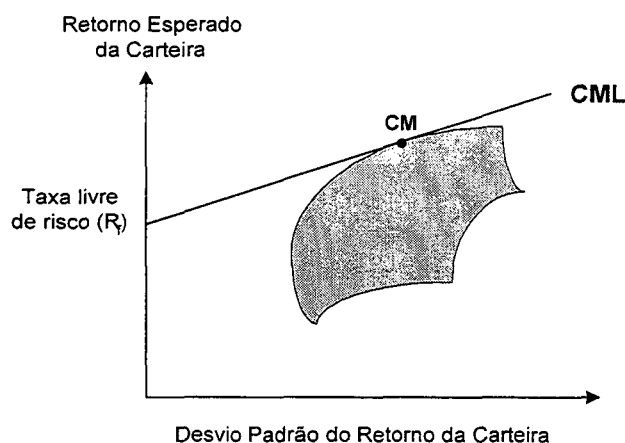


Figura 36 – Carteira de Mercado

Betas iguais indicam ativos com o mesmo retorno esperado. Deste modo, o retorno esperado de um ativo com beta nulo é igual ao retorno do ativo livre de risco, enquanto que o retorno esperado de um ativo com beta unitário é o retorno esperado da carteira de mercado. De acordo com o beta do ativo, é possível classificá-lo, como se segue.

- Ativo com beta unitário é considerado **neutro**, pois há correlação perfeita entre seu retorno e o retorno da carteira de mercado. Por exemplo, se o mercado sobe 8%, o ativo sobe 8%; se o mercado cai 2%, o ativo também cai 2%.

- Ativo com beta superior a 1 é dito **agressivo**. Por exemplo, para beta 1,5, se o mercado sobe 8%, o ativo sobe 12%; se o mercado cair 10%, o seu preço sofrerá declínio de 15%.
- Ativo com beta inferior a 1 é considerado **conservador**. Por exemplo, para beta 0,5, se o mercado cair 8%, o ativo sofrerá uma baixa de 4%; se o mercado subir 6%, o ativo subirá 3%.

Sendo assim, um ativo somente será adquirido (ou mantido) se o seu retorno esperado compensar o seu risco estimado.

A partir da teoria desenvolvida por Markowitz, SHARPE [68] formulou um modelo que relaciona de forma linear o retorno esperado de um ativo com seu risco sistemático. Este modelo, denominado *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) foi inicialmente proposto no início da década de 60. Sharpe afirma que, adotando-se o beta como medida de risco, o retorno de um ativo estará linearmente associado ao seu beta, como ilustrado na Figura 37.

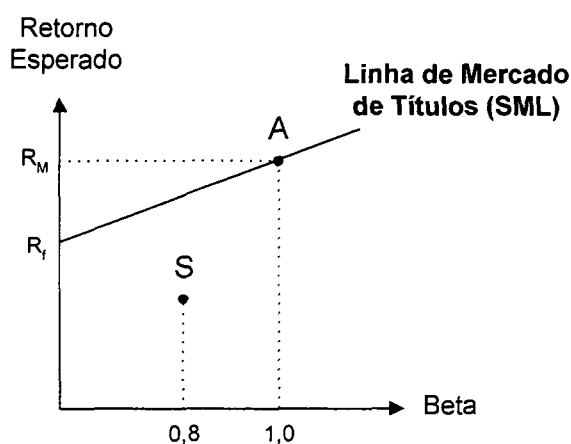


Figura 37 – Relação entre Retorno e Risco de Ativo

A Linha de Mercado de Títulos, ou SML (*Security Market Line*), é a representação gráfica do CAPM de Sharpe. As carteiras localizadas sobre a SML são compostas por investimentos na taxa livre de risco R_f e na carteira de mercado R_M (ou ativo com beta unitário).

Por exemplo, o beta do ativo *S* pode ser reproduzido por uma carteira *Alfa* com 20% investido no ativo livre de risco e 80% investido em um ativo com beta unitário. A carteira *Alfa*, situada sobre a SML, domina o ativo *S*, pois apresenta o mesmo beta e retorno esperado superior. Racionalmente, os investidores não investem no ativo *S* e seu

preço de mercado tende a cair. Esse ajuste de preço eleva o retorno esperado do ativo, até que posicione-se sobre a SML. Da mesma forma, os preços de ativos situados acima da SML elevam-se até que seus retornos esperados situem-se exatamente sobre a SML.

Na formulação do CAPM, Sharpe propõe que o retorno esperado de um ativo é o retorno do ativo livre de risco somado a um prêmio. Esse prêmio é o beta do ativo multiplicado pela diferença entre o retorno esperado da carteira de mercado e a taxa livre de risco. A expressão (29) apresenta a formulação do CAPM:

$$E(r_i) = R_f + \beta_i \times (R_M - R_f) \quad (29)$$

Onde:

β_i beta do ativo i

$E(r_i)$ valor esperado do retorno do ativo i

R_f taxa livre de risco

R_M retorno esperado da carteira de mercado

O CAPM, através da expressão (29), estabelece a relação entre o retorno esperado e o risco sistemático de um ativo. Nesta formulação, a remuneração do investimento é composta por dois elementos: o fator temporal – expresso pela taxa de juros R_f , que remunera o consumo postergado – e o fator de risco – expresso por $\beta_i \times (R_M - R_f)$. Isto significa que o prêmio pelo risco é igual ao produto entre $(R_M - R_f)$ – comum a todos os ativos – e β_i – coeficiente de risco sistemático do ativo.

A variável fundamental do modelo de risco proposto por Sharpe é o coeficiente de risco sistemático, ou seja, o beta do ativo. A avaliação tradicional de retorno de projetos, através do VPL, utiliza o risco total do ativo (embutido na taxa de desconto) para quantificar o retorno. Embora o modelo proposto no presente trabalho calcule o beta dos projetos analisados, a ênfase da modelagem é a aplicação da teoria de carteiras de Markowitz na construção de carteiras com níveis de risco desejados.

4.3 Gestão do Risco através de Contratos

A operação do Mercado Atacadista de Energia inicia uma nova etapa na comercialização de energia: livre negociação da energia assegurada e liquidação da energia

não contratada ao preço *spot*. Esse mercado não dispõe ainda de mecanismos de gerenciamento de riscos sofisticados, como ocorre nos mercados de eletricidade mais maduros.

No entanto, é possível estabelecer contratos flexíveis que permitam tirar proveito da volatilidade do preço *spot*, sem se expor aos riscos de uma planta sem contrato (*merchant plant*). Assim sendo, é importante identificar quais contratos que possibilitam este tipo de benefício, e verificar seu impacto sobre as questões de retorno e risco de projetos. Os aspectos relativos à flexibilidade podem ser quantificados através da teoria de opções. Nas seções seguintes são introduzidos conceitos da teoria de opções e sua aplicabilidade na estrutura contratual de projetos.

4.3.1 Contratos de Opção: Conceitos

As opções são contratos especiais que oferecem ao titular o direito (sem a obrigação) de comprar ou vender um ativo a um preço pré-fixado até uma certa data. Este preço pré-fixado é chamado preço de exercício e a compra ou venda do ativo dependerá do preço deste ativo no mercado. Normalmente o ativo é um título, uma ação de empresa. O comprador, ou seja, o portador da opção, é denominado titular, enquanto que o vendedor da opção é chamado de lançador. A seguir são analisadas as situações possíveis envolvendo opções de compra (*call*) e venda (*put*), sob a ótica do titular e do lançador.

O titular de uma opção de compra (*call*) possui o direito de comprar um ativo a um preço predeterminado durante um certo período. O titular de uma opção de compra sobre um ativo deve exercê-la somente se o preço de mercado for superior ao preço de exercício. Assim, poderá comprar o ativo ao preço de exercício (para o lançador) e vendê-lo ao preço de mercado, embolsando a diferença. Seja P_E o preço de exercício e S_T o preço de mercado do ativo na data de vencimento, assim:

- se $S_T > P_E$: a opção de compra é exercida e o titular recebe o valor $S_T - P_E$, e
- se $S_T \leq P_E$: a opção de compra é abandonada e o titular nada recebe.

Desta forma, o valor de uma opção de compra V_{oc} no vencimento é dado por:

$$V_{oc} = \max(0, S_T - P_E) \quad (30)$$

A Figura 38 apresenta o comportamento do valor da compra de uma opção de compra.

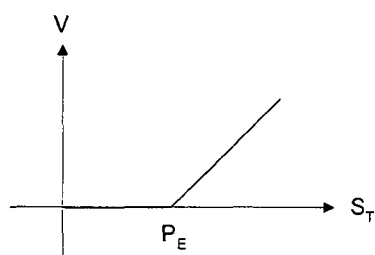


Figura 38 – Compra de Opção de Compra

Uma opção de venda (*put*) pode ser vista como o oposto de uma opção de compra. Assim como a opção de compra dá ao titular o direito de comprar um ativo a um preço pré-fixado, uma opção de venda dá a seu titular o direito de vender a ação por um preço de exercício pré-estabelecido. O titular de uma opção de venda sobre um ativo deve exercê-la somente se o preço de mercado for inferior ao preço de exercício. Desta forma, poderá comprar o ativo ao preço de mercado e vendê-lo ao preço de exercício (para o lançador da opção), embolsando a diferença. Seja P_E o preço de exercício e S_T o preço de mercado do ativo na data de vencimento, então:

- se $S_T \geq P_E$: a opção de compra é abandonada e o titular nada recebe, e
- se $S_T < P_E$: a opção de venda é exercida e o titular recebe o valor $P_E - S_T$.

Desta forma, o valor de uma opção de venda V_{ov} no vencimento é dado por:

$$V_{ov} = \max(0, P_E - S_T) \quad (31)$$

A Figura 39 apresenta o comportamento do valor da compra de uma opção de venda.

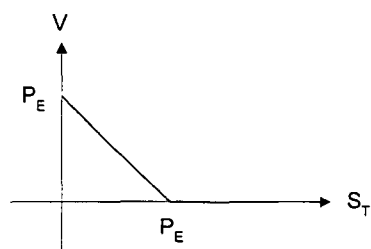


Figura 39 – Compra de Opção de Venda

Em resumo, a opção de compra apresenta valor sempre que o ativo está cotado acima do preço de exercício, e a opção de venda vale quando o ativo está cotado abaixo do

preço de exercício. Dessa forma, o titular de uma opção de compra é um otimista, pois espera que o ativo supervalorize, enquanto que o titular de uma opção de venda é um pessimista, pois espera que o ativo desvalorize.

Um investidor que vende (ou lança) uma opção de compra de ações, promete entregá-las caso seja assim obrigado a fazer pelo titular da opção. O vendedor de uma opção de compra (*call*) recebe um pagamento em dinheiro do titular no momento em que a opção é adquirida. Se, na data de vencimento, o preço da ação estiver abaixo do preço de exercício, a opção de compra não será exercida e o passivo do lançador será zero. Por outro lado, se o preço da ação for superior ao preço de exercício, o titular exercerá a opção de compra, e o vendedor precisará entregar as ações em troca do preço de exercício. Seja P_E o preço de exercício e S_T o preço de mercado do ativo na data de vencimento, então:

- se $S_T > P_E$: a opção de compra é exercida e o lançador desembolsa o valor $S_T - P_E$, e
- se $S_T \leq P_E$: a opção de compra é abandonada e o lançador nada desembolsa.

A Figura 40 apresenta o comportamento do valor da venda de uma opção de compra.

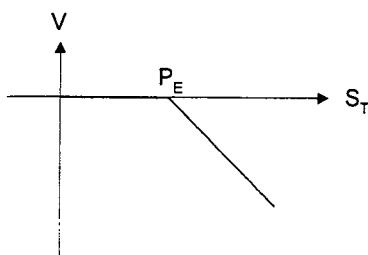


Figura 40 – Venda de Opção de Compra

Um investidor que vende uma opção de venda (*put*) obriga-se a comprar ações caso o titular da opção de venda assim o determine. O vendedor perde quando o preço da ação cai abaixo do preço de exercício e o titular vende ações ao lançador. Seja P_E o preço de exercício e S_T o preço de mercado do ativo na data de vencimento, então:

- se $S_T \geq P_E$: a opção de compra é abandonada e o lançador nada desembolsa, e
- se $S_T < P_E$: a opção de venda é exercida e o lançador desembolsa o valor $P_E - S_T$.

A Figura 41 apresenta o comportamento do valor da venda de uma opção de venda.

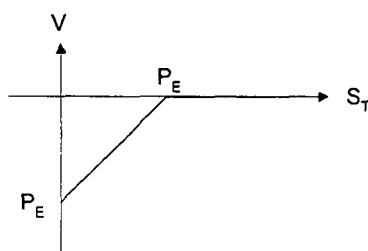


Figura 41 – Venda de Opção de Venda

Em resumo, opções são tipos especiais de contratos, que oferecem ao titular (comprador) o direito de comprar ou vender um ativo a um preço pré-fixado até uma certa data. O preço pré-fixado é chamado de preço de exercício (P_E). O titular da opção adquire um direito e o lançador (vendedor) assume uma obrigação. O preço de uma opção (pago pelo titular ao lançador) é chamado prêmio. As opções podem ser de compra (*call*) ou de venda (*put*) e podem ser negociadas como se segue:

- Compra de *call*: titular paga prêmio ao lançador e adquire o direito de comprar ativo ao preço de exercício; exercerá a opção se o preço de mercado (*spot*) do ativo for superior ao preço de exercício, ou seja, poderá comprar o ativo ao preço de exercício e vender ao preço *spot*, embolsando a diferença.
- Compra de *put*: titular paga prêmio ao lançador e adquire o direito de vender o ativo ao preço de exercício; exercerá a opção se preço de mercado (*spot*) do ativo for inferior ao preço de exercício, ou seja, poderá comprar o ativo ao preço *spot* e vender ao preço de exercício, embolsando a diferença.
- Venda de *call*: lançador recebe prêmio do titular e assume a obrigação de vender o ativo ao preço de exercício; será exercido se preço de mercado (*spot*) do ativo for superior ao preço de exercício, ou seja, terá que entregar o ativo ao preço de exercício e comprar ao preço *spot*, se estiver a descoberto.
- Venda de *put*: lançador recebe prêmio do titular e assume a obrigação de comprar o ativo ao preço de exercício; será exercido se o preço de mercado (*spot*) do ativo for inferior ao preço de exercício, ou seja, terá que comprar o ativo ao preço de exercício e vender ao preço *spot*, se estiver a descoberto.

A Tabela 11 sintetiza as operações com opções e seus resultados, em função do preço *spot* do ativo objeto no momento do exercício (S_T).

- supridoras regionais, de propriedade do governo federal, que operavam as usinas de grande porte e a malha básica de transmissão do sistema;
- supridoras de área, de propriedade dos governos estaduais e com atuação nos respectivos estados, que operavam usinas e sistemas de porte significativo e realizavam a distribuição de energia elétrica; e,
- distribuidoras, com atuação nos respectivos estados, algumas das quais com geração própria, tendo porém a distribuição de energia elétrica como atividade básica.

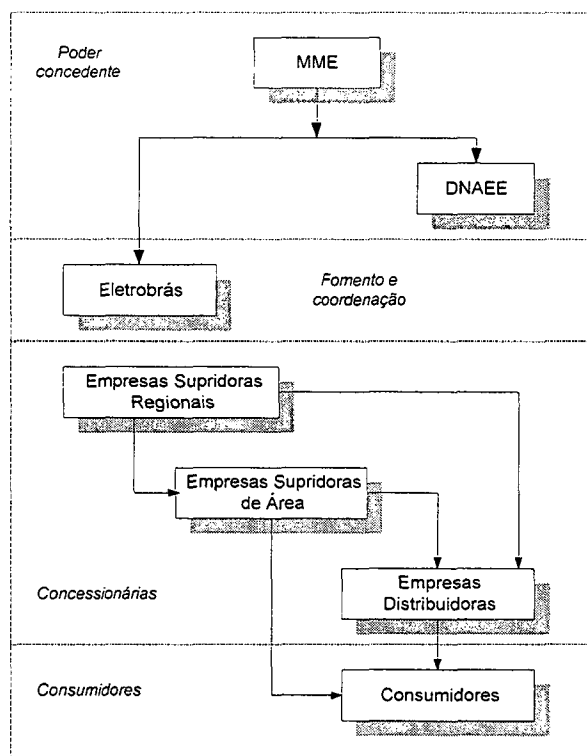


Figura 1 – Estrutura Setorial no Período Pré-Reforma

O planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro era realizado por Órgãos Colegiados, constituídos pelas empresas concessionárias de energia elétrica e coordenados pela Eletrobrás. Esses Colegiados compatibilizavam os interesses locais e regionais das concessionárias com aqueles do País e do setor elétrico, assegurando o atendimento do mercado consumidor com padrões adequados de confiabilidade e custo.

O planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição do País era de responsabilidade do GCPS (Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistema Elétricos), que avaliava o mercado a ser atendido e estabelecia a sequência de usinas geradoras, linhas de transmissão e metas físicas dos sistemas de distribuição. Para isto,

Tabela 11 – Modalidades de Contratos de Opção

Operação	Opção	Valor no Exercício	Interpretação
Compra	Call	$\max(0, S_T - P_E)$	$S_T > P_E$: call exercida e titular recebe $S_T - P_E$ $S_T \leq P_E$: call abandonada e titular nada recebe
Compra	Put	$\max(0, P_E - S_T)$	$S_T \leq P_E$: put exercida e titular recebe $P_E - S_T$ $S_T > P_E$: put abandonada e titular nada recebe
Venda	Call	$\min(0, P_E - S_T)$	$S_T > P_E$: call exercida e lançador paga $S_T - P_E$ $S_T \leq P_E$: call abandonada e lançador nada paga
Venda	Put	$\min(0, S_T - P_E)$	$S_T \leq P_E$: put exercida e lançador paga $P_E - S_T$ $S_T > P_E$: put abandonada e lançador nada paga

Ao analisar as expressões que determinam o valor de uma opção de compra ou de venda, observa-se que os componentes das equações matemáticas são o preço de exercício e o preço *spot*. Além desses fatores, influenciam também no valor final da opção os seguintes elementos: a variabilidade do preço *spot*, prazo para vencimento e a taxa de desconto.

- a) Preço de exercício: quanto maior o preço de exercício, menor o valor da opção de compra. Isto ocorre pois seu valor é $\max(0, S_T - P_E)$, no entanto, o valor de uma opção de compra nunca será negativo. Por outro lado, quanto maior o preço de exercício, maior o valor da opção de venda, pois seu valor é dado por $\max(0, P_E - S_T)$.
- a) Preço *spot*: quanto maior o preço *spot*, maior o valor da opção de compra, pois seu valor é dado por $\max(0, S_T - P_E)$. Por outro lado, quanto maior o preço *spot*, menor o valor da opção de venda, pois seu valor é dado por $\max(0, P_E - S_T)$.
- b) Variabilidade do preço *spot*: quanto maior a variabilidade do preço *spot*, maior o valor da opção (de compra e venda). A Figura 42 mostra que, como a opção de compra só vale a partir do preço de exercício, a variabilidade do preço *spot* contribui para que o valor da opção de compra seja superior para uma maior variabilidade. A Figura 43 mostra que, como a opção de venda só vale até o preço de exercício, a variabilidade do preço *spot* contribui para que o valor da opção de venda seja superior para uma maior variabilidade.

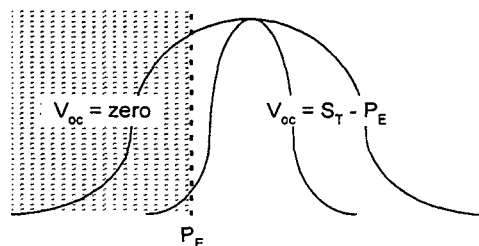


Figura 42 – Variabilidade do Preço *Spot*: Opção de Compra

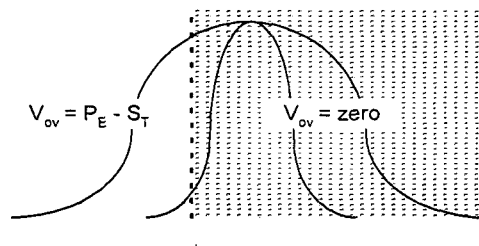


Figura 43 – Variabilidade do Preço *Spot*: Opção de Venda

- b) Prazo para vencimento: quanto maior o prazo de vencimento, maior o valor da opção (de compra e venda). Por exemplo, uma opção com prazo de 9 meses vale mais do que uma com prazo de 6 meses, uma vez que apresenta 3 meses a mais de flexibilidade. Quanto maior o prazo, maior a flexibilidade.
- c) Taxa de juros: quanto maior a taxa de juros, maior o valor da opção de compra. Isso ocorre pois quanto maior a taxa de juros, menor é o preço de exercício futuro e, assim, maior o valor da opção de compra. Por outro lado, quanto maior a taxa de juros, menor o valor da opção de venda. Isso ocorre pois quanto maior a taxa de juros, menor é o preço de exercício futuro e, assim, menor o valor da opção de venda.

Em resumo, a influência dos fatores sobre o valor de opções assume a estrutura conforme mostra a Tabela 12.

Tabela 12 – Fatores de Influência sobre o Valor de Opções

Fator de Influência	Opção de Compra	Opção de Venda
Preço de exercício	Negativa	Positiva
Preço <i>spot</i>	Positiva	Negativa
Variabilidade do preço <i>spot</i>	Positiva	Positiva
Data de vencimento	Positiva	Positiva
Taxa de juros	Positiva	Negativa

t tempo, em anos, até a data de vencimento

V_{oc} valor da opção de compra

Analisando-se as expressões (32) a (34) é possível verificar as informações necessárias para a determinação do valor de uma opção de compra: preço de exercício, preço *spot*, prazo de vencimento, taxa livre de risco e variância. O valor da opção de compra (32) é a base para a determinação do prêmio da opção. É possível utilizar o modelo Black-Scholes para avaliar outros tipos de opções, não apenas opções de compra. Para isso, é necessário aplicar tabelas de conversão, que se utilizam do princípio da paridade de opções.

A menos da variância, todos os dados necessários para determinação do valor da opção podem ser coletados de forma direta, pois são os que identificam o tipo da opção. No modelo Black-Scholes, a variância deve ser aquela a ocorrer entre a data da compra e a data futura de vencimento. Isso implica em prever o futuro e, como isso não é possível, recorre-se a dados históricos do comportamento do preço *spot*.

No presente trabalho não foram adotados modelos matemáticos teóricos para a determinação do valor de prêmio justo para uma opção. Em contrapartida, realizou-se uma análise de sensibilidade com relação ao valor do prêmio, objetivando auxiliar a compra/venda de energia sob a forma de contratos de opções.

4.3.2 Contratos de Opção: Aplicação no Setor Elétrico

O escopo dos contratos no setor elétrico pode ser melhor visualizado em termos da cadeia de suprimento de eletricidade, desde a fonte de energia até o consumidor final, passando pelos comercializadores de energia. A cadeia de suprimento é ilustrada na Figura 44, que pressupõe uma indústria de eletricidade plenamente desmembrada.

consiste numa estruturação conceitual do problema de avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo.

O Capítulo 4 inicia com a caracterização do problema de avaliação de projetos em ambiente competitivo. A seguir introduz o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) e apresenta a teoria de carteiras como uma abordagem adequada na avaliação de retorno e risco de projetos. Ao final, o capítulo apresenta os contratos de opção como uma ferramenta eficiente na gestão e redução de riscos de projetos de investimento.

O Capítulo 5 apresenta a formulação matemática do modelo proposto no presente trabalho. O modelo proposto aborda as questões técnico-econômicas e econômico-financeiras do problema de avaliação de projetos. A abordagem utilizada para resolver este problema é a simulação dinâmica. O modelo proposto calcula o perfil de risco e retorno de carteiras de projetos de investimento, com ênfase em projetos de geração. As receitas dos projetos são calculadas segundo os cenários hidrológicos, a partir de contratos firmados e contempla as principais regras de comercialização do Mercado Atacadista de Energia. Os contratos podem ser modelados como negociação exclusiva no *spot*, contratos bilaterais e contratos de opção (venda de *call* e compra de *put*).

O Capítulo 6 apresenta a aplicação do modelo proposto em estudos de caso e, finalizando, o Capítulo 7 resume as contribuições da pesquisa e aponta possíveis trabalhos futuros derivados deste.

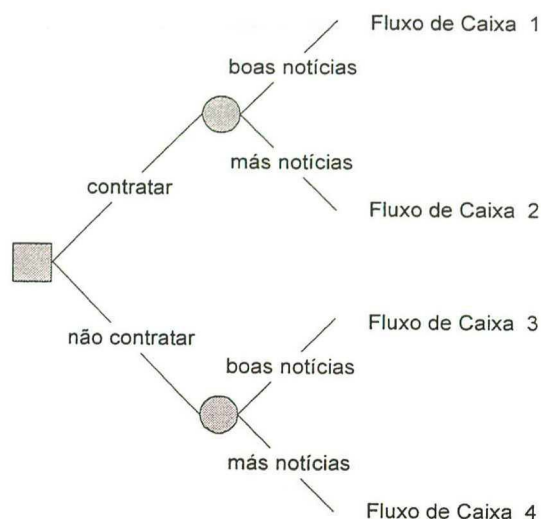


Figura 45 – Árvore de Decisão: Contrato Bilateral

Por outro lado, o contrato de opção permite flexibilidade, uma vez que o titular da opção "alinha" uma compra/venda futura. Isto significa que, o titular só exercerá sua opção se as condições futuras apresentarem-se favoráveis. Assim, analisa se é vantajoso exercer a opção ou negociar no mercado *spot*. Esta flexibilidade apresenta uma contrapartida, que é o prêmio pago pelo titular ao lançador. A árvore de decisão associada a um contrato de opção é ilustrada na Figura 46.

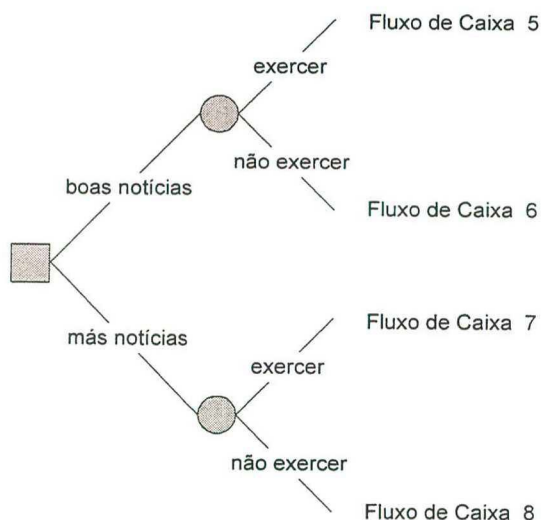


Figura 46 – Árvore de Decisão: Contrato de Opção

As opções descritas anteriormente pressupõem a existência de um mercado de opções ativo, com contratos padronizados para diversos tipos de *commodities*, como ocorre, por exemplo, na Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F). Como o mercado de

eletricidade está em sua fase inicial, não se dispõe ainda de instrumentos derivativos padronizados, negociados em bolsas de *commodities*.

Não obstante, é possível criar contratos de opção através da inclusão, em contratos celebrados entre geradores e distribuidoras (ou consumidores livres), de cláusulas específicas, cujos efeitos são análogos aos da compra e venda de opções em bolsas, como se segue:

- compra de *call* : direito de comprar energia a preço fixo;
- compra de *put* : direito de vender energia a preço fixo;
- venda de *call* : obrigação de vender energia a preço fixo, e
- venda de *put* : obrigação de comprar energia a preço fixo.

Um consumidor livre normalmente compra eletricidade e pode, eventualmente, vender energia. Um gerador normalmente vende eletricidade e pode, eventualmente, comprar energia. O comercializador normalmente efetua operações de compra e venda de eletricidade. Em qualquer dessas situações, torna-se necessário preparar um contrato, que poderá incluir ou não cláusulas de flexibilidade.

Como a ênfase do presente trabalho é a avaliação de projetos de geração, foram identificadas as expressões matemáticas das receitas de comercialização de energia de um projeto de geração sob quatro óticas contratuais: gerador sem contrato, gerador com n contratos bilaterais, gerador com n contratos tipo compra de *put* e gerador com n contratos tipo venda de *call*.

A receita de um gerador *merchant plant* (**sem contrato**), referente a um período de liquidação, é dada pela expressão (35). Nesse caso, o gerador vende sua produção ao Mercado Atacadista de Energia, ao preço *spot*.

$$r_{contr} = E \times S_T \quad (35)$$

Onde:

E produção do gerador no período de liquidação

r_{contr} receita do gerador no período de liquidação

S_T preço do mercado *spot* no período de liquidação

A receita de um gerador com ***n* contratos bilaterais**, referente a um período de liquidação, é dada pela expressão (36). Nesse caso, o gerador vende os volumes contratados ao preços contratados, e comercializa as diferenças de volume (positiva/negativa) no mercado *spot*. Por outro lado, os contratantes recebem os volumes contratados e pagam os preços contratados.

$$r_contr = \sum_{i=1}^n V_i \times P_{Ei} + (E - \sum_{i=1}^n V_i) \times S_T \quad (36)$$

Onde:

E	produção do gerador no período de liquidação
P_E	preço de contrato
r_contr	receita do gerador no período de liquidação
S_T	preço do mercado <i>spot</i> no período de liquidação
V	volume de contrato

A receita de um gerador com ***n* contratos tipo compra de put**, referente a um período de liquidação, é dada pela expressão (37). Nesse caso, o gerador paga os prêmios das opções, vende os volumes contratados aos preços contratados (quando exerce as opções) e comercializa as diferenças de volume no mercado *spot*. Por outro lado, os contratantes recebem os prêmios e, quando exercidos, recebem os volumes contratados aos preços contratados.

$$r_contr = - \sum_{i=1}^n P_i + (1 - K_i) \times (E \times S_T) + \sum_{i=1}^n K_i \times [V_i \times P_{Ei} + (E - \sum_{j=1}^i V_j) \times S_T] \quad (37)$$

Onde:

E	produção do gerador no período de liquidação
K_i	0 se $P_{Ei+1} \leq S_T < P_{Ei}$ 1 se $P_{Ei+1} > S_T$
P	prêmio do contrato de opção

P_E	preço de exercício do contrato
$P_{Ei} > P_{Ei+1}$	
r_{contr}	receita do gerador no período de liquidação
S_T	preço do mercado <i>spot</i> no período de liquidação
V	volume de contrato

A receita de um gerador com **n contratos tipo venda de *call***, referente a um período de liquidação, é dada pela expressão (38). Nesse caso, o gerador recebe os prêmios das opções, vende os volumes contratados aos preços contratados (quando exercido) e comercializa as diferenças de volume no mercado *spot*. Por outro lado, os contratantes pagam os prêmios e, ao exercer as opções, recebem os volumes contratados aos preços contratados.

$$r_{contr} = \sum_{i=1}^n P_i + K_i \times (E \times S_T) + \sum_{i=1}^n (1 - K_i) \times [V_i \times P_{Ei} + (E - \sum_{j=1}^i V_j) \times S_T] \quad (38)$$

As modalidades contratuais apresentadas estão implementadas no modelo proposto, de forma a possibilitar a avaliação do impacto dos contratos dos projetos em relação ao risco e retorno.

4.4 Conclusões

O presente capítulo apresentou a teoria de Markowitz como uma ferramenta na análise e redução de riscos de carteiras de projetos de investimento. Adicionalmente foram analisadas as possíveis modalidades contratuais e verificada uma potencial redução de risco através de contratos de opção. O capítulo seguinte apresenta o modelo matemático e computacional proposto no presente trabalho, que incorpora as ferramentas de mitigação de risco discutidas no presente capítulo.

CAPÍTULO 5

PROPOSTA DE MODELO

Este capítulo apresenta os aspectos conceituais e de implementação do modelo proposto, denominado SUN. O SUN utiliza simulação dinâmica para a determinação dos fluxos de caixa dos projetos, com base nos quatro subproblemas apresentados no Capítulo 3. Para a determinação das carteiras de projetos mais atrativas e para a análise de retorno e risco, utiliza os conceitos de programação matemática, com base na teoria de carteiras apresentada no Capítulo 4. Por utilizar duas técnicas de solução de problemas, o modelo SUN foi implementado através de uma linguagem de propósito geral, *software MatLab* [48]. Com o objetivo de criar uma interface amigável ao usuário e proporcionar uma apresentação facilitada, quanto à visualização e manipulação de arquivos, foi desenvolvida também uma interface gráfica para o modelo.

5.1 Aspectos Conceituais

5.1.1 Técnicas de Solução

Para encontrar a solução de um problema, em geral é necessária a construção de um modelo matemático e a posterior utilização de uma técnica de solução. De uma forma geral, a solução de um problema pode ser alcançada empregando-se uma das seguintes abordagens:

- programação matemática: inclui a programação linear, programação não-linear, programação inteira e programação dinâmica, entre outras técnicas de otimização;
- métodos heurísticos: destacam-se as técnicas de inteligência artificial, redes neurais e a aplicação de conjuntos difusos (*fuzzy sets*), entre outras, e
- simulação: inclui a análise Monte Carlo e a simulação dinâmica.

A escolha de uma destas abordagens para a solução de um problema específico (ou para a modelagem de um sistema específico) deve basear-se principalmente no número de

alternativas a serem analisadas e no grau de detalhe adotado na modelagem. A seguir serão analisadas em detalhe as questões relativas às abordagens de **simulação** e **otimização**.

A **simulação** é um método de predição e geralmente utiliza uma representação detalhada do problema analisado. Por este motivo, é adequada para a análise de um pequeno número de alternativas. Por outro lado, a programação matemática é um método de **otimização** e baseia-se usualmente numa representação aproximada do sistema. Sendo assim, é apropriada para a análise simplificada de um maior número de alternativas. A Figura 47 [44] situa os modelos de otimização e de simulação em relação a estes dois aspectos.

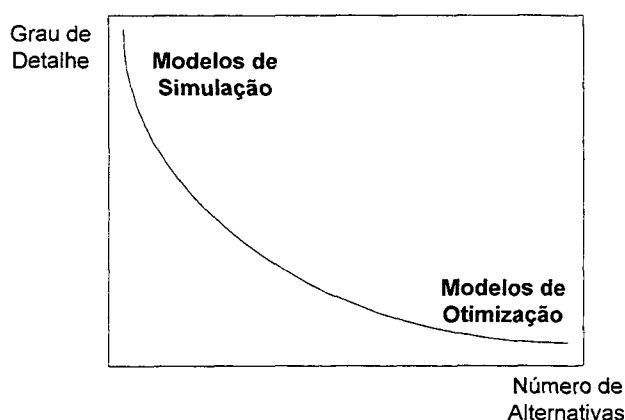


Figura 47 – Características das Abordagens para Modelagem

A escolha da abordagem deve, ainda, levar em conta:

- os dados disponíveis do sistema modelado;
- o horizonte de análise do problema;
- o conhecimento das variáveis do problema;
- a necessidade de rapidez na resposta do modelo;
- a identificação das questões a serem respondidas pelo modelo, e
- a complexidade de resolução do problema (questões de convergência e estabilidade).

A aplicação de técnicas de **otimização** requer a formulação matemática sob a forma de um problema de minimização ou maximização. Sendo assim, seu uso se restringe às situações em que é possível construir uma abordagem analítica para o problema. A maior desvantagem do uso da otimização é que, muitas vezes, embora o problema possa ser

formulado matematicamente, o difícil alcance da solução impede o uso das técnicas de programação matemática tradicionais.

Embora a **simulação** seja frequentemente vista como uma abordagem a ser utilizada apenas quando o uso das demais técnicas de solução é descartado, existem algumas características que justificam seu uso em detrimento das outras técnicas de modelagem. Entre as vantagens e justificativas para o uso da simulação na modelagem e análise de sistemas, destacam-se [27] e [59]:

- a simulação permite a observação e a análise do comportamento dinâmico de sistema;
- oferece um ambiente experimental adequado para testar hipóteses, regras de decisão e verificar a operação do sistema;
- apresenta papel relevante no treinamento e no desenvolvimento de políticas e procedimentos operativos;
- adequada aos problemas que não permitem a utilização de abordagens analíticas e, nestes casos, a simulação **pode ser** o único método para análise do comportamento do problema;
- apropriada aos processos que, embora possam ser formulados matematicamente, o difícil alcance da solução impede o uso de procedimentos matemáticos de otimização;
- indicada na modelagem de problemas na área de economia e de negócios, onde a representação dos processos por estruturas matemáticas formais é complexa;
- possibilidade de redução ou expansão da unidade de tempo da simulação, provendo observações em diversos graus de detalhe, e
- as simulações possibilitam conhecer as características do sistema analisado.

A capacidade da simulação oferecer uma visão geral da operação do sistema modelado é uma vantagem significativa sobre as abordagens matemáticas que produzem respostas únicas e estáticas. No entanto, a principal desvantagem da simulação é seu custo de projeto, programação e levantamento de dados, que podem ser superiores aos custos das demais técnicas de solução.

A análise do problema de avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo, segundo a estruturação proposta no presente trabalho, permite identificar que

as abordagens de simulação e de otimização são adequadas na solução do problema, em momentos distintos da modelagem. No primeiro momento, o uso da **simulação** é adequado na construção do fluxo de caixa dos projetos de investimento, segundo os diversos cenários hidrológicos. Num segundo momento, o uso da **otimização** é necessário na aplicação da teoria de carteiras e posterior análise de risco.

O uso concomitante de simulação e otimização da modelagem exigiu a análise das linguagens computacionais de simulação e as de propósito geral, a fim de amparar a escolha de uma linguagem específica. Esta linguagem deveria apresentar:

- facilidade de formulação do modelo;
- facilidade de programação computacional;
- facilidade de diagnóstico de erros e de depuração, e
- aplicabilidade a diversos problemas.

As linguagens computacionais para **simulação** apresentam características cuja relevância depende dos propósitos da modelagem. A Figura 48 [45] situa algumas linguagens de simulação em relação aos quesitos orientação ao problema e aplicabilidade geral.

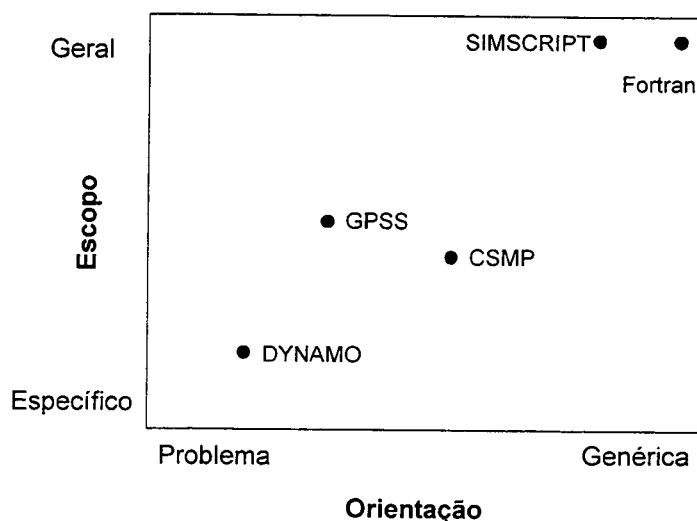


Figura 48 – Classificação das Linguagens de Simulação

No que segue são sumarizadas algumas outras características destas linguagens.

- **Fortran**: linguagem computacional de propósito geral, usualmente utilizada para problemas científicos e de engenharia, e que permite a construção de modelos de simulação.
- **DYNAMO**: linguagem proposta por pesquisadores do MIT em 1963, com base na metodologia proposta por FORRESTER [36]. Utiliza a modelagem por meio de equações de diferenças e é a precursora dos atuais *softwares* de dinâmica de sistemas, como *Powersim* e *Stella*.
- **SIMSCRIPT**: linguagem proposta inicialmente por Kiviat em 1968, adequada para problemas de simulação discreta.
- **CSMP**: linguagem proposta pela IBM em 1967, apropriada na modelagem de sistemas contínuos. Sua formulação através de equações integrais e diferenciais é adequada para a modelagem de problemas de sistemas dinâmicos lineares e não-lineares.
- **GPSS**: linguagem de programação científica de propósito geral para simulação de sistemas discretos. Esta linguagem utiliza diagramas de blocos para a estruturação do problema modelado e foi proposta pela IBM em 1967.

Dentre as linguagens de propósito geral, foi dedicada atenção especial a duas linguagens: *Fortran* e *MatLab*. A escolha do *MatLab* destacou-se por apresentar diversas subrotinas previamente implementadas, inclusive com funções adequadas à problemas econômico-financeiros (cálculo da TIR, por exemplo).

A evolução da implementação computacional do modelo SUN ocorreu em duas etapas. Na primeira etapa utilizou-se o *software Powersim*, indicado ao desenvolvimento de modelos de simulação. Esta escolha ocorreu por questões de disponibilidade do *software* e prévio conhecimento da linguagem de programação.

No entanto, ao longo do desenvolvimento do trabalho, observou-se que o número de variáveis envolvidas na estruturação do problema havia aumentado significativamente, o que tornaria complicada e ineficiente a utilização do *software Powersim*. Sendo assim, na segunda etapa de modelagem optou-se por utilizar o *software MatLab*, que é uma linguagem de propósito geral adequada para problemas científicos.

Especificamente no caso dos modelos para avaliação de projetos e para planejamento econômico-financeiro, a Figura 49 propõe uma classificação quanto às

características da modelagem adotada. Do critério de consideração de incertezas nos valores das variáveis, resulta a classificação determinístico ou estocástico, enquanto que do critério de observação do comportamento ao longo do tempo, resulta a classificação estático ou dinâmico [27] e [35].

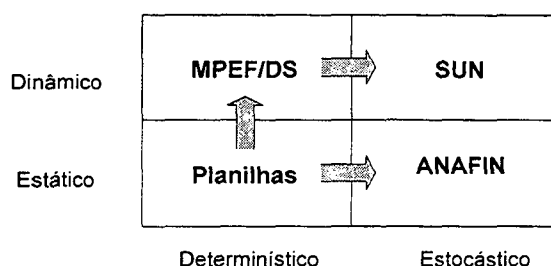


Figura 49 – Tipologia dos Modelos

Os modelos **estáticos** representam o estado do sistema por um vetor de números reais, enquanto que os modelos **dinâmicos**, representam-no por um vetor de funções reais. Em geral, os modelos baseados em **otimização** utilizam uma representação estática do estado do sistema, exceção para o caso da programação dinâmica. No caso da **simulação**, os modelos produzem uma função real para cada variável de estado do sistema, indicando seu comportamento dinâmico ao longo do tempo, de acordo com o cenário em vigor. Cada cenário está associado a uma estratégia, política de operação ou configuração do sistema e corresponde a uma possível solução para o problema.

A maior parte dos modelos utilizados na avaliação de projetos e no planejamento econômico-financeiro são **estáticos e determinísticos**. Estes modelos são estáticos, pois não consideram as interações dinâmicas entre as variáveis do problema; e determinísticos, pois não consideram a probabilidade associada a estas variáveis. Em geral, estes modelos são baseados em planilhas eletrônicas e utilizam métodos tradicionais para avaliação de retorno empresarial e de projetos.

Entre os modelos **estáticos e estocásticos**, destaca-se o modelo ANAFIN, desenvolvido pelo Cepel, que emprega o método Monte Carlo na avaliação de projetos. É importante ressaltar que, embora o termo Monte Carlo seja utilizado com frequência como sinônimo de simulação, é considerado apenas um método numérico que não envolve necessariamente a observação do comportamento do sistema ao longo do tempo [7]. Deste modo, os termos estático, dinâmico e simulação, citados no presente trabalho, dizem respeito ao comportamento dos modelos em relação ao **tempo**.

O modelo SUN, proposto no presente trabalho, consiste em uma abordagem dinâmica-estocástica para a análise de projetos de investimento em ambiente competitivo. O modelo proposto representa os principais laços de realimentação existentes no problema de avaliação de fluxo de caixa de projetos e emprega uma abordagem estocástica para a quantificação do risco de projetos. No que segue são detalhados os aspectos de implementação e formulação do modelo.

5.1.2 *Diagrama de Laço Causal*

O Diagrama de Laço Causal (DLC) é uma representação das relações causa-efeito entre os elementos de um sistema e fornece uma visão qualitativa da estrutura causal do problema. O DLC pode ser empregado na conceituação de problemas, desenvolvimento de modelos matemáticos e análise de resultados.

A relação causa-efeito indica o efeito direto de uma variável sobre outra. Isso significa que, enquanto se estuda uma determinada relação causal, despreza-se o efeito de outras variáveis sobre a relação em análise. A relação causal é caracterizada pela união de duas variáveis através de uma seta. A variável próxima ao início da seta é denominada variável causal, e a variável próxima à extremidade da seta é dita variável afetada. A seta indica a direção de causalidade entre a variável causal e a variável afetada. O sinal positivo indica que um aumento (diminuição) na variável causal produz um aumento (diminuição) na variável afetada. Por outro lado, o sinal negativo indica que um aumento (diminuição) causal produz uma diminuição (aumento) na variável afetada.

A Figura 50 apresenta o DLC simplificado da etapa de determinação do fluxo de caixa dos projetos. Esta etapa, que foi implementada segundo os preceitos da simulação dinâmica, baseia-se nos quatro subproblemas apresentados e discutidos no Capítulo 3. Sendo assim, o fluxo de caixa de um projeto, em cada período do horizonte de análise, é função das seguintes variáveis: **investimento**, **serviço da dívida de capital de terceiros**, **resultado operacional** e **saldo de caixa**.

Quanto maior o **investimento** associado ao projeto, mais negativo será seu fluxo de caixa. O investimento é função do montante de capital próprio e de capital de terceiros e quanto maior a utilização destas duas fontes de capital, maior o investimento associado ao projeto. No entanto, quanto maior a utilização de capital de terceiros, maior o **serviço da**

dívida de capital de terceiros do projeto, que também depende da taxa de juros, carência e prazo para liquidação da dívida.

Quanto maior o **resultado operacional** associado ao projeto, mais positivo será seu fluxo de caixa. O faturamento contribui para o aumento do resultado operacional, enquanto que os desembolsos diminuem o resultado operacional. O faturamento é dependente das receitas contratuais, receitas de MRE e de Excedente Financeiro, além de outras receitas no MAE. Contribuem para o aumento dos desembolsos as despesas de operação e manutenção (O&M), seguros e impostos (PIS, Cofins e Imposto de Renda).

O **saldo de caixa**, que contribui para o aumento do fluxo de caixa do projeto, depende do saque de capital de giro, do serviço da dívida de capital de terceiros e do lucro do projeto em cada período do horizonte de análise. O aumento do serviço da dívida de capital de terceiros contribui para o aumento do saque de capital de giro, que também depende do lucro do projeto. O lucro, por sua vez, depende do resultado operacional do projeto e dos serviços das dívidas de capital de terceiros e de giro.

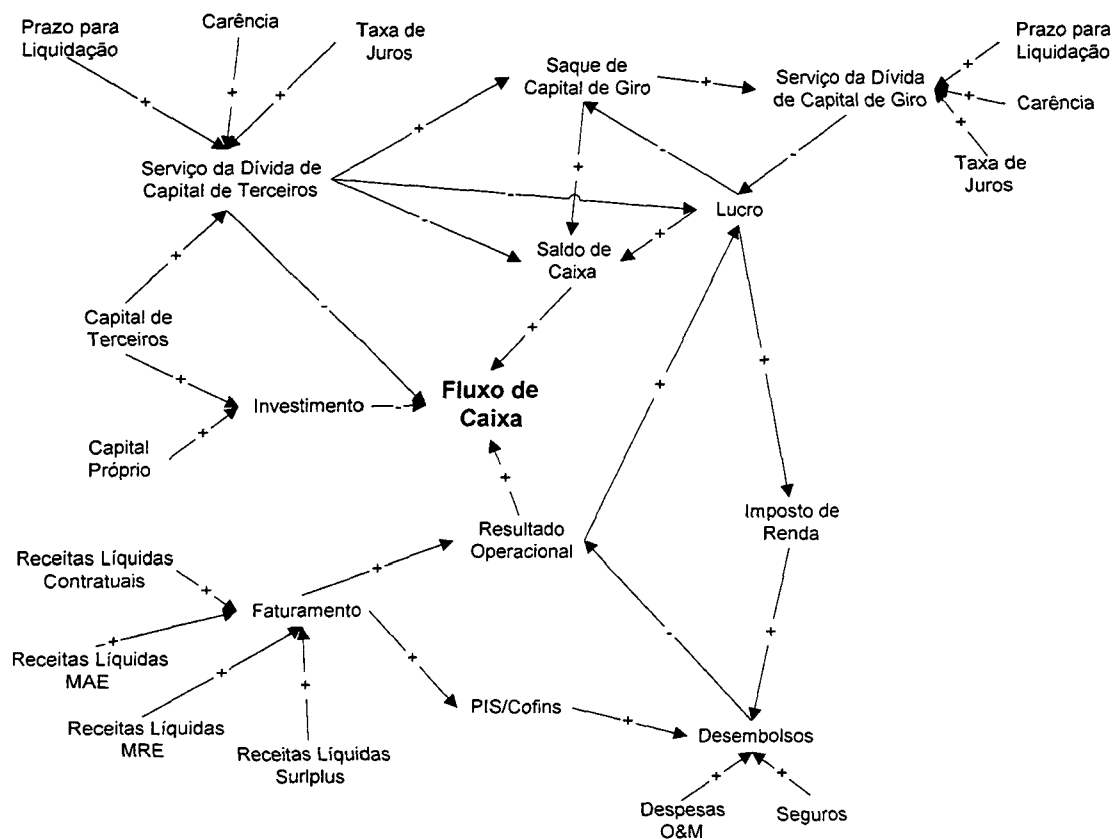


Figura 50 – Diagrama de Laço Causal do Modelo SUN

5.2 Aspectos Computacionais

Nesta fase de implementação do modelo SUN, em que enfatizou-se a modelagem de projetos de geração de energia, utiliza-se como moeda "unidades monetárias". Além disso, não é considerada inflação nem correção monetária. Os principais dados de entrada do modelo proposto são abordados a seguir.

1. Caracterização da prateleira de projetos: os dados necessários incluem os anos de início de construção e de operação, despesas de operação e manutenção e investimento total de cada projeto;
2. Estrutura de capital: as informações incluem os fatores de capitalização dos projetos e as características das fontes de financiamento (taxa de juros, prazo de carência e prazo para liquidação);
3. Estrutura contratual: é necessário especificar a estrutura contratual de cada projeto (fator de contratação e fator de flexibilidade, preço contratado, prazo de contratação e prêmio – no caso de contratos de opção), e
4. Resultados do despacho econômico: são necessárias as informações sobre produção dos projetos, além dos valores de energia assegurada e de custo marginal de operação em cada submercado.

A estrutura computacional do modelo SUN é apresentada na Figura 51.

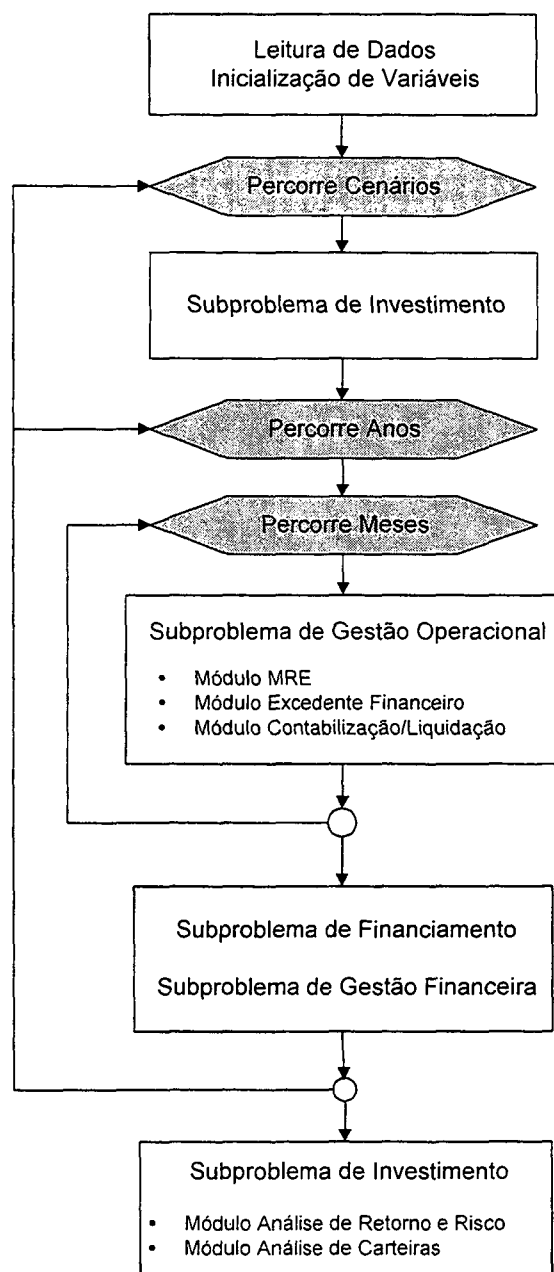


Figura 51 – Fluxograma do Modelo SUN

5.2.1 Subproblema de Gestão Operacional

O objetivo do subproblema de gestão operacional é compor o resultado operacional **anual** dos projetos de investimento. O resultado operacional *res_oper* é um dos componentes fundamentais do fluxo de caixa de um projeto e baseia-se no faturamento *fatur* e nos desembolsos *desemb*, conforme a expressão (39). A variável p designa os projetos de investimento, enquanto que a variável t designa os períodos (anos) do horizonte de análise.

$$res_oper_{pt} = fatur_{pt} - desemb_{pt} \quad (39)$$

O faturamento *fatur* de um projeto apresenta duas parcelas, conforme a expressão (40). A primeira parcela (*r_contr*) é a receita da comercialização de energia através de contratos, determinada pelas expressões (35) a (38) apresentadas no Capítulo 4. A segunda parcela (*mae*) consiste no somatório atualizado da variável mensal *TPG*, determinada pela expressão (116). A variável *TPG* é determinada pelo módulo de Contabilização/Liquidação e consiste nos pagamentos totais do MAE aos geradores.

$$fatur_{pt} = r_contr_{pt} + mae_{pt} \quad (40)$$

$$mae_{pt} = \sum_{m=1}^{12} \frac{TPG_{pm}}{(1 + tx_mensal)^m} \quad (41)$$

Os desembolsos de um projeto são calculados pela expressão (42):

$$desemb_{pt} = impost_{pt} + comp_fin_{pt} + aneel_{pt} + op_man_{pt} + seg_{pt} \quad (42)$$

Onde:

$$impost_{pt} = fatur_{pt} \times pis_cof \quad (43)$$

$$comp_fin_{pt} = en_ass_{pt} \times 6\% \quad (44)$$

$$aneel_{pt} = fatur_{pt} \times 0,50\% \quad (45)$$

Onde:

<i>aneel</i>	taxa de fiscalização da Aneel
<i>comp_fin</i>	despesas de compensação financeira
<i>en_ass</i>	energia assegurada anual
<i>f_comp</i>	fator compensação financeira
<i>impost</i>	despesas com impostos
<i>op_man</i>	despesas com operação e manutenção
<i>pis_cof</i>	alíquota de PIS/COFINS (3,65%)
<i>seg</i>	despesas com seguro

As regras do MAE selecionadas para implementação no modelo SUN são baseadas na referência [5]. As regras relativas ao MRE e ao Excedente Financeiro apresentam

variáveis em base **mensal**, enquanto que o módulo Contabilização/Liquidação apresenta também variáveis em base diária. No entanto, no presente trabalho pressupõe-se horizonte de apuração/comercialização mensal, por isso as variáveis de base diária foram adaptadas para a base mensal. No que segue, são apresentadas as expressões algébricas empregadas na implementação das regras algébricas do MAE no modelo SUN.

• MÓDULO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é único para o sistema como um todo, e objetiva controlar os riscos hidrológicos enfrentados por seus participantes. Atualmente, os participantes do MRE são as centrais hidrelétricas centralmente despachadas, as centrais termelétricas existentes (até o término da CCC – Conta de Consumo de Combustível – e dos contratos iniciais), e os distribuidores com energia contratada de Itaipu (essa energia é tratada como geração hidráulica, embora Itaipu, como entidade, não participe do MRE). A longo prazo, somente usinas hidrelétricas participarão do MRE.

Como o despacho centralizado retira dos geradores hidráulicos o controle da produção de suas centrais, caso as receitas de uma central fossem vinculadas à energia produzida, ocorreriam situações em que a planta não receberia receita, por não ter sido despachada. Através do MRE, no entanto, a planta recebe um crédito proporcional a sua energia assegurada e a sua energia efetivamente gerada. O nível anual de energia assegurada é determinado pelo ONS, para cada gerador, e está sujeito a revisão a cada 5 anos.

O MRE cria um movimento virtual de energia entre os geradores que, na média de diversas hidrologias, faz com que todos possam comercializar sua energia assegurada. As transações entre geradores relativas à conta MRE são liquidadas a uma tarifa reduzida, suficiente para cobrir os custos variáveis de operação das centrais participantes. O princípio de rateio dos benefícios globais do sistema é a divisão de toda a energia excedente (secundária, superior à energia assegurada) entre todos os participantes do MRE.

Se o MRE estiver em déficit em relação à energia assegurada, todas as energias asseguradas das usinas serão reduzidas na mesma proporção. Nesta situação, o MRE como um todo deverá comprar no *spot*. Assim, mesmo que uma usina tenha produzido acima de sua energia assegurada, receberá crédito de energia inferior à assegurada, pois seu excesso

de produção será utilizado para auxiliar outros participantes do MRE. A energia necessária para atender seus compromissos contratuais será transacionada ao preço *spot*. Em resumo, essa usina estará vendendo parte de sua produção pela tarifa do MRE e comprando parte de seus créditos ao preço MAE (elevado nesse momento, pela situação de déficit).

Com a ativação de restrições entre submercados, parte do crédito de energia de um dos participantes pode localizar-se em submercado diferente àquele em que o participante se situa. Nessa situação, caso uma usina tenha a totalidade de seus contratos no seu próprio submercado, deverá comprar energia *spot* para honrar seus compromissos e vender seu crédito no *spot* do outro submercado. Como os preços MAE desses submercados são diferentes (seu submercado é importador), a usina vende seu crédito no outro submercado a um preço inferior ao que compra no seu próprio submercado. Assim, há uma pulverização do crédito de energia dos participantes.

O Módulo MRE apresenta três etapas principais: Alocação de Energia Assegurada, Alocação de Energia Secundária e Compensação de Custos de Geração. No que segue, são apresentadas as expressões algébricas utilizadas na implementação computacional do módulo MRE no modelo SUN. As expressões referem-se a um período de apuração/comercialização.

Nas expressões, a variável p designa uma usina participante do MRE, cujo total de participantes é designado por n . A variável s designa um submercado, cujo total é designado por t . Os submercados doadores de energia assegurada são designados pela letra l . A etapa de **Alocação de Energia Assegurada** inicia com a determinação do nível de energia secundária do MRE:

$$SEC = \max \left(0, \sum_{p=1}^n G_p - \sum_{p=1}^n ASS_I_p \right) \quad (46)$$

Onde:

ASS_I energia assegurada

G geração final da usina

SEC energia secundária total no sistema

A seguir, a energia assegurada é ajustada de acordo com o nível de energia secundária do MRE. Se a produção total dos participantes do MRE for superior ao nível

agregado de energia assegurada (isto é, $SEC > 0$), o nível assegurado ajustado de cada participante é dado pelo seu nível assegurado:

$$GSF = 1 \quad (47)$$

$$ASS_2p = ASS_1p \quad (48)$$

Onde:

ASS_2 energia assegurada ajustada

GSF fator de ajuste de energia assegurada

Se o total de energia do MRE for inferior ou igual ao nível assegurado agregado (isto é, $SEC = 0$), o nível assegurado ajustado de cada participante é dado pela atenuação proporcional de seu nível assegurado:

$$GSF = \frac{\sum_{p=1}^n G_p}{\sum_{p=1}^n ASS_1p} \quad (49)$$

$$ASS_2p = ASS_1p \times GSF \quad (50)$$

Uma usina participante pode ser superavitária (produção acima de sua energia assegurada) ou deficitária (produção abaixo de sua energia assegurada), em termos de energia assegurada:

$$ERM_Surp_p = G_p - ASS_2p \quad (51)$$

$$ERM_Def_p = ASS_2p - G_p \quad (52)$$

Onde:

ERM_Def déficit de geração do MRE

ERM_Surp superávit de geração do MRE

O superávit e o déficit de energia assegurada de um submercado são determinados a partir dos superávits e déficits de suas usinas participantes:

$$Pot_s = \sum_{p=1}^n ERM_Surp_p \quad (53)$$

$$Deficit_s = \sum_{p=1}^n ERM_Def_p \quad (54)$$

Onde:

Deficit déficit total de geração

Pot superávit total de geração

Assim, o submercado apresenta superávit líquido de energia assegurada caso $Pot_s > Deficit_s$:

$$Pot_I_s = Pot_s - Deficit_s \quad (55)$$

Onde:

Pot_I superávit líquido de geração

O processo de alocação de energia assegurada é caracterizado por três ajustes. Esses ajustes são aplicados conforme a situação dos participantes do MRE e da condição dos submercados. O primeiro ajuste refere-se a usinas superavitárias – o superávit destas usinas é alocado para o MRE, independentemente da condição do submercado onde se localizam:

$$EA_I_p = -1 \times ERM_Surp_p \quad (56)$$

Onde:

EA_I ajuste do primeiro estágio de alocação de energia

O segundo ajuste refere-se a usinas deficitárias. Se a usina localiza-se em submercado superavitário de energia assegurada ($Pot_I_s > 0$), o segundo ajuste completa **todo** o déficit da usina através do seu próprio submercado:

$$EA_2ASS_p = ERM_Def_p \quad (57)$$

Onde:

EA_2ASS ajuste do segundo estágio de alocação de energia relativo à energia assegurada

Se a usina localiza-se em submercado deficitário de energia assegurada ($Pot_I_s = 0$), o segundo ajuste completa **parte** do déficit da usina através do seu próprio submercado.

$$EA_2ASS_p = Pot_s \times \frac{ERM_Def_p}{\sum_{p=1}^n ERM_Def_p} \quad (58)$$

$$Deficit_1_p = ERM_Def_p - EA_2ASS_p \quad (59)$$

Onde:

Deficit_1 déficit após o ajuste do segundo estágio de alocação de energia

EA_2ASS ajuste do segundo estágio de alocação de energia relativo à energia assegurada

O terceiro ajuste refere-se a usinas deficitárias em submercados deficitários: o déficit não suprido pelo segundo estágio é atendido pelos submercados superavitários (doadores, designados pela letra *l*):

$$EA_3ASS_{pl} = Deficit_1_p \times \frac{Pot_1_l}{\sum_{s=1}^t Pot_1_s} \quad (60)$$

Onde:

EA_3ASS ajuste do terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia assegurada

A energia transferida entre submercados é valorizada pelo preço MAE no submercado de origem (onde a energia foi gerada), para assegurar o equilíbrio nas contas do MAE. A exposição potencial ocasionada por diferença de preços entre submercados deve ser controlada por meio de contratos entre os geradores, no entanto, um mecanismo transitório de mitigação de risco está em vigor – vide Excedente Financeiro.

A etapa de **Alocação de Energia Secundária** inicia com a determinação da energia remanescente após a alocação de energia assegurada. É importante destacar que existe energia secundária quando a produção agregada do sistema é superior ao nível agregado de energia assegurada. A alocação de energia secundária segue os mesmos princípios usados na alocação de energia assegurada, ou seja, as alocações intra-submercados precedem as alocações entre submercados.

Assim, a energia remanescente após a alocação de energia assegurada, será não nula apenas para submercados com superávit líquido de energia assegurada (isto é, $Pot_1_s > 0$):

$$ERN_s = Pot_{1s} - \sum_{p=1}^n EA_{3ASS_{ps}} \quad (61)$$

Onde:

ERN energia remanescente após a alocação de energia assegurada

Cada usina recebe um crédito de energia secundária, que depende de sua contribuição para a energia assegurada do sistema:

$$SEC_{C_p} = SEC \times \frac{ASS_{1p}}{\sum_{p=1}^n ASS_{1p}} \quad (62)$$

Onde:

SEC_C direito total à energia secundária

Cada submercado recebe também um crédito de energia secundária, igual à soma dos créditos de suas usinas participantes:

$$SEC_{SM_s} = \sum_{p=1}^n SEC_{C_p} \quad (63)$$

Onde:

SEC_{SM} direito total à energia secundária em um submercado

Desta forma, o submercado apresenta superávit líquido de energia secundária *caso* $ERN_s > SEC_{SM_s}$:

$$Pot_{2s} = ERN_s - SEC_{SM_s} \quad (64)$$

Onde:

Pot_2 superávit líquido de geração após a alocação de energia secundária

O primeiro ajuste de energia secundária refere-se a todas as usinas. Se a usina localiza-se em submercado superavitário de energia secundária ($Pot_{2s} > 0$), então **todo** o déficit da usina é suprido através do seu próprio submercado:

$$EA_{2SEC_p} = SEC_{C_p} \quad (65)$$

Onde:

EA_2SEC ajuste do segundo estágio de alocação de energia relativo à energia secundária

Se a usina localiza-se em submercado deficitário de energia secundária ($Pot_2_s = 0$), então **parte** do déficit da usina é suprido através do seu próprio submercado:

$$EA_2SEC_p = ERN_s \times \frac{SEC_C_p}{SEC_SM_s} \quad (66)$$

$$Deficit_2_p = SEC_C_p - EA_2SEC_p \quad (67)$$

Onde:

$Deficit_2$ déficit posterior ao ajuste de energia secundária

EA_2SEC ajuste do segundo estágio de alocação de energia relativo à energia secundária

O segundo ajuste de energia secundária completa o déficit não suprido pelo primeiro estágio, que é suprido por submercados superavitários de energia secundária (doadores, designados pela letra l):

$$EA_3SEC_{pl} = Deficit_2_p \times \frac{Pot_2_l}{\sum_{s=1}^t Pot_2_s} \quad (68)$$

Onde:

EA_3SEC ajuste do terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia secundária

O MRE compensa os geradores que fornecem energia, através do pagamento de seus custos de operação variáveis e compensações financeiras, que são determinados na etapa de **Compensação de Custos de Geração**. Estes pagamentos são agregados para todos os geradores que **doam** energia ao MRE e o custo médio resultante é rateado entre todos os que **compram** do MRE.

Para isso, inicialmente é determinado o total de ajuste de MRE do gerador em seu próprio submercado ($ERMAS$) e o ajuste de MRE do gerador de um submercado para outro ($ERMAL$).

$$EA_2_p = EA_2ASS_p + EA_2SEC_p \quad (69)$$

$$EA_{3p} = EA_{3ASSp} + EA_{3SECp} \quad (70)$$

$$ERM_{Pp} = EA_{1p} + EA_{2p} + \sum_{s=1}^t EA_{3pl} \quad (71)$$

$$ERMAS_p = EA_{1p} + EA_{2p} \quad (72)$$

$$ERMAL_p = EA_{3p} \quad (73)$$

$$TERMAL_p = ERMAL_p \quad (74)$$

Onde:

EA_{2p} ajuste do segundo estágio de alocação de energia

EA_{3p} ajuste do terceiro estágio de alocação de energia

ERM_{Pp} ajuste total de MRE da usina

$ERMAL_p$ ajuste de MRE do gerador de um submercado para outro

$ERMAS_p$ total de ajuste de MRE do gerador em seu próprio submercado

$TERMAL_p$ total de ajuste de MRE do gerador alocado em outro submercado

A seguir, cada participante é identificado como doador líquido ou receptor líquido de energia do MRE. O valor a ser pago por geração, a ser recebido pelos doadores líquidos, é a geração alocada para outros remunerada pelo custo variável da usina para trocas de energia no MRE (anteriormente chamada "tarifa MRE").

$$DON_p = \max(0, -1 \times ERM_{Pp}) \quad (75)$$

$$COST_p = DON_p \times TVC_p \quad (76)$$

Onde:

$COST_p$ custo a ser pago por geração

DON_p geração alocada para outros

TVC_p custo variável da usina para trocas de energia no MRE

O pagamento devido por geração, a ser pago pelos receptores líquidos, é a geração alocada de outros remunerada pela taxa de recuperação de custo de geração. O custo variável de geração, no qual incorrem os doadores líquidos de energia do MRE, é distribuído proporcionalmente por todos os receptores líquidos de energia do MRE para

gerar a taxa de recuperação de custo de geração. Esta taxa deve ser paga **por todos** aqueles que são receptores líquidos e paga **a todos** que são doadores líquidos.

$$REC_p = \max (0 , ERM_P_p) \quad (77)$$

$$CRR = \frac{\sum_{p=1}^n COST_p}{\sum_{p=1}^n REC_p} \quad (78)$$

$$PAY_p = REC_p \times CRR \quad (79)$$

Onde:

CRR taxa de recuperação de custo de geração

PAY pagamento devido por geração

REC geração alocada de outros

• MÓDULO EXCEDENTE FINANCEIRO

Quando uma restrição de transmissão entre dois submercados é ativada, cria-se um excedente financeiro (ou *surplus*), cujo montante é dado pelo valor do fluxo multiplicado pela diferença de preço entre os submercados. Parte do excedente financeiro é dividida entre os geradores com exposições causadas por tipos particulares de contrato e entre geradores no MRE que apresentem energia realocada em um outro submercado. O valor remanescente do excedente financeiro é utilizado para reduzir os encargos de serviços do sistema.

Se houver contratos entre geradores e comercializadores entre submercados com restrição de transmissão, os geradores estarão expostos à diferença de preço entre submercados. Na prática, equivale ao gerador possuir uma usina no submercado onde está seu contratante. A sua produção deve ser vendida (a preço inferior) no seu submercado e comprada no outro (a preço superior).

O Módulo Excedente Financeiro apresenta duas etapas principais: Cálculo de Exposições e Alocação do Excedente Financeiro Total. No que segue, são apresentadas as expressões algébricas utilizadas na implementação computacional do módulo Excedente

Financeiro no modelo SUN. As expressões referem-se à um período de apuração/comercialização.

Uma exposição é criada quando um contrato abrange dois submercados com preços MAE diferentes. Nesses casos, o contratante é considerado um comprador livre em um submercado (ao preço MAE vigente). As exposições podem ser de dois tipos: **exposições de preço** e **exposições de MRE**.

As **exposições de preço** podem ocorrer em: contratos iniciais, contrato de recebimento de energia de Itaipu, contratos para recebimento de energia importada internacionalmente e autoprodução. Uma exposição de preço pode ser positiva (se o contratante é um vendedor livre no submercado de preço superior) ou negativa (se o contratante é um vendedor livre no submercado de preço inferior). O valor da exposição é igual ao volume de contrato entre os dois submercados multiplicado pela diferença de preço MAE entre eles.

Para a **exposição de MRE**, determina-se o volume de energia do MRE gerado em outros submercados, que foi alocado aos geradores. Para cada alocação a partir de um submercado com preço mais baixo, multiplica-se o volume alocado pela diferença entre o preço MAE vigente no próprio submercado e no submercado no qual a alocação foi feita, resultando uma exposição negativa. Para cada alocação a partir de um submercado com preço mais alto, multiplica-se o volume alocado pela diferença entre o preço MAE vigente no próprio submercado e o no submercado no qual a alocação foi feita, resultando uma exposição positiva.

As expressões para exposição de preço e de MRE são apresentadas a seguir, onde s designa o submercado matriz e l um submercado doador.

$$VCACT_{G_{psl}} = EACT_{gsl} \times (WPP_l - WPP_s) \quad (80)$$

$$VCIT_{G_{psl}} = EAIT_{psl} \times (WPP_l - WPP_s) \quad (81)$$

$$VCIMP_{G_{psl}} = EAIMP_{psl} \times (WPP_l - WPP_s) \quad (82)$$

$$VCAUT_{G_{psl}} = EAAUT_{psl} \times (WPP_l - WPP_s) \quad (83)$$

$$VCSA_{pl} = EA_3ASS_{pl} \times (WPP_l - WPP_s) \quad (84)$$

Onde:

EA_3ASS ajuste do 3º estágio de alocação relativo à assegurada

<i>EAAUT</i>	energia de auto-produção entre submercados
<i>EACT</i>	energia de contratos iniciais entre submercados
<i>EAIMP</i>	energia internacional entre submercados
<i>EAIT</i>	energia de Itaipu entre submercados
<i>VCACT_G</i>	exposição de contratos iniciais entre submercados
<i>VCAUT_G</i>	exposição de autoprodução entre submercados
<i>VCIMP_G</i>	exposição de importação entre submercados
<i>VCIT_G</i>	exposição de Itaipu entre submercados
<i>VCSA</i>	exposição de MRE entre submercados
<i>WPP</i>	preço do MAE

Após a determinação das exposições, é calculada a exposição negativa resultante *TOTNEG* (soma das exposições negativas de contratos e MRE) e a exposição positiva resultante *TOTPOS* (soma das exposições positivas de contratos e MRE), conforme as expressões a seguir.

$$TOTPOS_{psl} = PVCT_{psl} + PVIT_{psl} + PVIM_{psl} + PVAU_{psl} \quad (85)$$

$$PGB_p = \sum_{p=1}^n (PVSA_{pl} + TOTPOS_{psl}) \quad (86)$$

$$TOTNEG_{psl} = NVCT_{psl} + NVIT_{psl} + NVIM_{psl} + NVAU_{psl} \quad (87)$$

$$NGB_p = \sum_{p=1}^n (NVSA_{pl} + TOTNEG_{psl}) \quad (88)$$

Onde:

<i>NGB</i>	balanço negativo do gerador
<i>NVAU</i>	exposição negativa de autoprodução
<i>NVCT</i>	exposição negativa de contratos iniciais
<i>NVIM</i>	exposição negativa de importação
<i>NVIT</i>	exposição negativa de Itaipu

<i>NVSA</i>	exposição negativa de MRE
<i>PGB</i>	balanço positivo do gerador
<i>PVAU</i>	exposição positiva de autoprodução
<i>PVCT</i>	exposição positiva de contratos iniciais
<i>PVIM</i>	exposição positiva de importação
<i>PVIT</i>	exposição positiva de Itaipu
<i>PVSA</i>	exposição positiva de MRE

A etapa de Alocação do Excedente Financeiro Total inicia com a utilização da exposição positiva resultante, juntamente com o excedente financeiro, na mitigação das exposições negativas. Assim, o excedente financeiro total para alocação é o excedente financeiro somado à exposição positiva resultante.

$$TPOT_0 = TSUP + \sum_{p=1}^n PGB_p \quad (89)$$

$$SF_FUN = \max (0 , TPOT_0 - \sum_{p=1}^n NGB_p) \quad (90)$$

Onde:

<i>SF_FUN</i>	reserva para alívio de exposições
<i>TPOT_0</i>	excedente financeiro total disponível para alívio de exposições
<i>TSUP</i>	excedente financeiro total

O excedente financeiro total utilizado para alívio de exposições *TPOT_1* é determinado da seguinte forma: se o excedente financeiro total disponível para alívio de exposições for inferior ao somatório do balanço negativo dos geradores, então *TPOT_1* é dado pelo excedente financeiro total disponível para alívio de exposições, *TPOT_0*. Caso contrário:

$$TPOT_1 = \sum_{p=1}^n NGB_p \quad (91)$$

Se a reserva para alívio de exposições for superior ao total de exposições finais do período de apuração anterior ($m-1$), então haverá reserva para alívio do encargo de serviços do sistema:

Se $SF_FUN > FSUMEX_{m-1}$:

$$SF_COMP = FSUMEX_{m-1} \quad (92)$$

$$SF_SSC = SF_FUN - SF_COMP \quad (93)$$

Se $SF_FUN \leq FSUMEX_{m-1}$:

$$SF_COMP = SF_FUN \quad (94)$$

$$SF_SSC = 0 \quad (95)$$

Onde:

$FSUMEX$ total de exposições finais

SF_COMP compensação de exposições

SF_FUN reserva para alívio de exposições

SF_SSC reserva para alívio do encargo de serviços do sistema

O excedente financeiro total é alocado entre geradores com exposições negativas, de forma proporcional ao volume de exposição. Sendo assim, o ajuste de excedente financeiro do gerador, GSA , é dado por:

$$GSA_p = TPOT_1 \times \frac{NGB_p}{\sum_{p=1}^n NGB_p} - PGB_p \quad (96)$$

Se o somatório dos balanços negativos dos geradores for nulo, então GSA é dado por:

$$GSA_p = -1 \times PGB_p \quad (97)$$

Onde:

$TPOT_1$ excedente financeiro total utilizado para alívio de exposições

A aplicação do excedente financeiro atenua, mas não elimina, as exposições de preço por intercâmbio entre submercados. Desta forma, realoca-se a exposição residual proporcionalmente entre os geradores do MRE, com base na energia assegurada,

determinando-se as posições finais após o processo do MRE e de alocação do excedente financeiro, como descrito a seguir.

Calcula-se a exposição líquida de cada gerador MRE, com *surplus* já alocado, *NETEX*:

$$NETEX_p = NGB_p - GSA_p - PGB_p \quad (98)$$

Onde:

Somam-se as exposições residuais, através dos geradores do MRE:

$$SUMEX = \sum_{p=1}^n (NETEX_p \times ERM_F_p) \quad (99)$$

Onde:

ERM_F sinalizador de participação no MRE (1 para participação no MRE)

SUMEX total de exposições após a alocação do excedente financeiro

Por fim, atribui-se a cada gerador MRE parte da exposição total, proporcional à sua energia assegurada mensal *MASS*:

$$GSMA_p = ERM_F_p \times \left[NETEX_p - SUMEX \times \frac{\sum_{p=1}^n MASS_p}{\sum_{p=1}^n MASS_p} \right] \quad (100)$$

$$FNETEX_p = NETEX_p - GSMA_p \quad (101)$$

$$FSUMEX = \sum_{p=1}^n FNETEX_p \quad (102)$$

Onde:

GSMA ajuste das exposições residuais do gerador

FNETEX exposição líquida final

FSUMEX total de exposições finais

Se o total de exposições finais do período de apuração anterior (*m-1*) é não nulo, então há ajuste de compensação do gerador, *GCA*, dado por:

$$GCA_p = \frac{FNETEX_{p,m-1}}{FSUMEX_{m-1}} \times SF_COMP \quad (103)$$

Onde:

FNETEX exposição líquida final

FSUMEX total de exposições finais

SF_COMP compensação de exposições

O Excedente Financeiro do Submercado *TSUP* é calculado da seguinte forma:

$$NDQ_s = \sum_{p=1}^n \max(0, -1 \times NET_G_{sp}) + \sum_{r=1}^m \max(0, NET_C_{sr}) + \sum_{p=1}^n TGGC_{sp} \quad (104)$$

$$NCQ_s = \sum_{r=1}^m \max(0, -1 \times NET_C_{sr}) + \sum_{p=1}^n \max(0, NET_G_{sp}) \quad (105)$$

$$SUP_s = (NDQ_s - NCQ_s) \times WPP_s \quad (106)$$

$$TSUP = \sum_{s=1}^t SUP_s \quad (107)$$

Onde:

NCQ quantidade credora líquida de energia

NDQ quantidade devedora líquida de energia

NET_C consumo líquido

NET_G geração líquida

SUP valor do excedente financeiro do submercado

• MÓDULO CONTABILIZAÇÃO/LIQUIDAÇÃO

A contabilização da energia é o processo de apuração e reconciliação dos dados medidos, de modo a garantir que o total de geração real coincida com o total de consumo real. A apuração é a determinação dos fluxos financeiros associados a esses valores, considerando os contratos registrados. No que segue, são apresentadas as variáveis do módulo Contabilização e Liquidação e as expressões algébricas usadas na implementação

computacional deste módulo no modelo SUN. As expressões referem-se à um período de apuração/comercialização.

A contabilização e liquidação para os geradores é efetuada através de contas para crédito de energia – uma para cada submercado. Estas contas incluem pagamentos de geração, MRE, excedente financeiro, restrição e consumo. Desta forma, a geração líquida dos geradores NET_G é valorizada ao preço MAE de cada submercado, WPP :

$$NET_G_p = TGG_p + ERMAS_p + TERMAL_p - CG_p \quad (108)$$

$$GWGP_{sp} = NET_G_{sp} \times WPP_s \quad (109)$$

Onde:

TGG total de geração do gerador

CG geração contratada

$ERMAS$ total de ajuste de MRE do gerador em seu próprio submercado

$GWGP$ pagamentos do MAE para a geração medida

$TERMAL$ total de ajuste de MRE do gerador alocado em outro submercado

O consumo de energia da usina $TGGC$ é valorizada também ao preço MAE de cada submercado, WPP :

$$GWGPR_{sp} = TGGC_{sp} \times WPP_s \quad (110)$$

Onde:

$GWGPR$ pagamentos por consumo de usina do gerador

Os pagamentos por restrição $GCON$ são dados de entrada e são acrescentados à conta do gerador no submercado no qual a geração está localizada.:

$$GCON_{sp} = \sum_{p=1}^n PCON_p \quad (111)$$

Onde:

$PCON$ pagamentos por restrição de operação

Os pagamentos consideram também a parcela de excedente financeiro alocada a cada gerador e o ajuste financeiro correspondente à exposição residual entre geradores MRE:

$$TGERM_g = GERM_{1p} + GERM_{2p} \quad (112)$$

$$GERM_{1p} = GSA_p + GSMA_p + GCA_p \quad (113)$$

$$GERM_{2p} = PERM_{2p} \quad (114)$$

$$PERM_{2p} = COST_p - PAY_p \quad (115)$$

Onde:

COST custo a ser pago por geração

GCA ajuste de compensação do gerador

GERM_1 ajuste mensal de excedente financeiro do gerador

GERM_2 ajustes de compensação dos custos de MRE do gerador

GSA ajuste de excedente financeiro do gerador

GSMA ajuste das exposições residuais do gerador

PAY pagamento devido por geração

PERM_2 ajuste de compensação dos custos de MRE

TGERM ajuste total de MRE e de alocação de excedente financeiro

Os pagamentos totais do MAE aos geradores, *TPG*, são determinados pela expressão (116):

$$TPG_p = \sum_{s=1}^t TWPG_{sp} + TGERM_p + \sum_{s=1}^t (DISPG_{sp} - MPG_{sp}) \quad (116)$$

$$TWPG_{sp} = GWGP_{sp} + GCON_{sp} - GWGPR_{sp} \quad (117)$$

Onde:

DISPG ajuste mensal de disputas do gerador

MPG penalidade de medição a geradores

5.2.2 Subproblema de Financiamento

O principal objetivo do subproblema de financiamento é a montagem do cronograma de pagamento das dívidas. Estas dívidas são aquelas contraídas na captação de capital junto às fontes de financiamento de longo prazo. O subproblema de financiamento é dividido em dois módulos: financiamento de capital de terceiros e financiamento de capital próprio.

O módulo de financiamento de capital de terceiros pode ser decomposto em duas etapas. A primeira etapa consiste na determinação do serviço da dívida de capital de terceiros s_div_ct , para cada projeto, fonte de financiamento, e período do horizonte de análise. Isso é feito através das expressões (118) a (124), considerando-se o tempo para liberação de carência lib_car e o montante de capital de terceiros utilizado em cada período, $saque_ct$. A variável f designa uma fonte de financiamento, totalizando F fontes de capital de terceiros.

$$s_div_ct_{fpt} = prest_ct_{fpt}; \text{ para } t < lib_car_{fp} + t_liq_ct_{fp} \quad (118)$$

$$prest_ct_{fpt} = sdo_dev_ct_{fpt} \times \frac{taxa_ct_{fp} * (1 + taxa_ct_{fp})^{t_liq_ct}}{(1 + taxa_ct_{fp})^{t_liq_ct} - 1}; \text{ para } t = lib_car_{fp} \quad (119)$$

$$sdo_dev_ct_{fpt} = \sum_{t=1}^T (soma_ct_{fpt} - s_div_ct_{fpt}) \quad (120)$$

$$soma_ct_{fpt} = saque_ct_{fpt} + juros_np_ct_{fpt} + juros_ct_{fpt} \quad (121)$$

$$juros_np_ct_{fpt} = (sdo_dev_ct_{fpt} + saque_ct_{fpt}) \times taxa_ct_{fp}; \text{ para } t < lib_car_{fp} \quad (122)$$

$$juros_ct_{fpt} = sdo_dev_ct_{fpt} \times taxa_ct_{fp}; \text{ para } t \geq lib_car_{fp} \quad (123)$$

$$amort_ct_{fpt} = prest_ct_{fpt} - juros_ct_{fpt}; \text{ para } t < lib_car_{fp} + t_liq_ct_{fp} \quad (124)$$

Onde:

$amort_ct$ amortização de financiamento de capital de terceiros

<i>juros_np_ct</i>	juros não pagos de capital de terceiros
<i>juros_ct</i>	juros de capital de terceiros
<i>prest_ct</i>	prestação de capital de terceiros
<i>sdo_dev_ct</i>	saldo devedor do capital de terceiros
<i>soma_ct</i>	saque e juros de capital de terceiros
<i>t_liq_ct</i>	tempo para liquidação de financiamento de capital de terceiros
<i>taxa_ct</i>	taxa de financiamento de capital de terceiros

Na segunda etapa são agregadas, através das expressões a seguir, as variáveis das fontes de financiamento individualmente consideradas.

$$amort_ct_sum_{pt} = \sum_{f=1}^F amort_ct_{fpt} \quad (125)$$

$$juros_ct_sum_{pt} = \sum_{f=1}^F juros_ct_{fpt} \quad (126)$$

$$juros_np_ct_sum_{pt} = \sum_{f=1}^F juros_np_ct_{fpt} \quad (127)$$

$$s_div_ct_sum_{pt} = \sum_{f=1}^F s_div_ct_{fpt} \quad (128)$$

$$sdo_dev_ct_sum_{pt} = \sum_{f=1}^F sdo_dev_ct_{fpt} \quad (129)$$

Onde:

<i>amort_ct_sum</i>	somatório das amortizações de financiamento de capital de terceiros
<i>juros_ct_sum</i>	somatório dos juros de capital de terceiros
<i>juros_np_ct_sum</i>	somatório dos juros não pagos de capital de terceiros

s_div_ct_sum somatório dos serviços da dívida de capital de terceiros

sdo_dev_ct_sum somatório dos saldos devedores de capital de terceiros

O objetivo do módulo de financiamento de capital próprio é a determinação do juros do capital próprio *juros_cp* de cada projeto. As expressões (130) a (133) foram adaptadas da referência [10].

$$juros_{cp_{pt}} = \text{mínimo}(pl_{pt}, \text{máximo}(p2_{pt}, p3_{pt})) \quad (130)$$

$$pl_{pt} = pl_{pt} \times tjl_p \quad (131)$$

$$p2_{pt} = lucro_{ac_{pt}} \times 50\% \quad (132)$$

$$p3_{pt} = (res_{oper_{pt}} - juros_{ct_sum_{pt}} - pg_{dif_ct_{pt}}) \times 50\% \quad (133)$$

Onde:

lucro_ac lucro acumulado

pg_dif_ct pagamento dos encargos diferidos de capital de terceiros

pl patrimônio líquido

tjl_p taxa de juros de longo prazo (remuneração do capital próprio)

5.2.3 Subproblema de Gestão Financeira

A solução do subproblema de gestão financeira é uma decisão de financiamento de curto prazo, ou seja, a determinação do saque de capital de giro *saque_cg*. Esta decisão visa complementar os requisitos de capital de longo prazo e depende fundamentalmente do resultado operacional dos projetos, através do lucro. A seguir são apresentadas as expressões algébricas empregadas na implementação computacional deste subproblema no modelo SUN. Estas expressões foram adaptadas da referência [10].

Sempre que o lucro após o Imposto de Renda e Contribuição Social, juntamente com o pagamento dos encargos diferidos de capital de terceiros *pg_dif_ct* e a depreciação *depr* não forem capazes de cobrir a amortização de capital de terceiros *amort_ct_sum* e os

juros de capital próprio $juros_{cp}$, haverá saque de capital de giro. Enquanto há saldo de caixa, não é preciso efetuar saque de capital de giro.

$$aux_{pt} = lucro_{pt} + pg_dif_ct_{pt} + depr_{pt} - amort_ct_sum_{pt} - juros_cp_{pt} \quad (134)$$

$$saque_cg_{pt} = -aux_{pt}; \quad \text{para } aux_{pt} < 0 \quad (135)$$

$$sdo_cx_{pt} = aux_{pt} + saque_cg_{pt} - amort_cg_{pt} \quad (136)$$

Onde:

$amort_cg$ amortização de capital de giro

aux variável auxiliar de saque de capital de giro

$saque_cg$ saque de capital de giro

sdo_cx saldo de caixa

O serviço da dívida de capital de giro s_div_cg , para cada projeto e período do horizonte de análise é determinado através das expressões (137) a (142), considerando-se o tempo de carência do capital de giro $carenc_cg$ e a taxa de financiamento do capital de giro $taxa_cg$.

$$s_div_cg_{pt} = prest_cg_{pt} \quad (137)$$

$$prest_cg_{pt} = amort_cg_{pt} + juros_cg_{pt} \quad (138)$$

$$amort_cg_{pt} = sdo_dev_cg_{pt-1} \quad (139)$$

$$juros_cg_{pt} = sdo_dev_cg_{pt} \times taxa_cg_{pt}; \quad \text{para } t \geq in_constr_p \quad (140)$$

$$sdo_dev_cg_{pt} = \sum_{t=1}^T (soma_cg_{pt} - amort_cg_{pt}) \quad (141)$$

$$soma_cg_{pt} = saque_cg_{pt} + juros_cg_{pt} \quad (142)$$

Onde:

<i>Amort_cg</i>	amortização de capital de giro
<i>juros_cg</i>	juros de capital de giro
<i>prest_cg</i>	prestação de capital de giro
<i>sdo_dev_cg</i>	saldo devedor do capital de giro
<i>soma_cg</i>	saque e juros de capital de giro

5.2.4 Subproblema de Investimento

O custo médio ponderado do capital *cmpc* é determinado pela expressão (143):

$$cmpc_{pt} = \frac{cp_ac_{pt} \times cct_{pt} + ct_ac_{pt} \times ccp_{pt}}{inv_ac_{pt}} \quad (143)$$

$$cp_ac_{pt} = \sum_{t=1}^T cp_{pt} \quad (144)$$

$$ct_ac_{pt} = \sum_{t=1}^T ct_{pt} \quad (145)$$

$$ct_{pt} = \sum_{f=1}^F saque_ct_{fpt} \quad (146)$$

$$cct_{pt} = \frac{\sum_{f=1}^F saque_ct_{fpt} \times taxa_ct_{fp}}{ct_{pt}} \quad (147)$$

$$inv_ac_{pt} = \sum_{t=1}^n inv_{pt} \quad (148)$$

$$inv_{pt} = cp_{pt} + ct_{pt} \quad (149)$$

Onde:

Ccp	custo de capital próprio
cct	custo de capital de terceiros
cp	montante de capital próprio
cp_ac	montante de capital próprio acumulado
ct	montante de capital de terceiros
ct_ac	montante de capital de terceiros acumulado
inv	montante total de investimento
inv_ac	montante total de investimento acumulado

O lucro acumulado $lucro_ac$ é determinado pela expressão (150). Haverá pagamento de Contribuição Social cs e Imposto de Renda ir somente se a receita operacional res_oper for superior às despesas financeiras $desp_fin$.

$$lucro_ac_{pt} = \sum_{t=1}^T lucro_{pt} \quad (150)$$

$$lucro_{pt} = res_ant_cs_ir_{pt} - cs_{pt} - ir_{pt} \quad (151)$$

$$res_ant_cs_ir_{pt} = res_oper_{pt} - desp_fin_{pt} \quad (152)$$

$$desp_fin_{pt} = juros_ct_sum_{pt} + juros_cg_{pt} + pg_dif_ct_{pt} \quad (153)$$

$$cs_{pt} = res_ant_cs_ir_{pt} \times 8\% \quad (154)$$

$$ir_{pt} = res_ant_cs_ir_{pt} \times 25\% \quad (155)$$

Onde:

$lucro$	lucro depois do Imposto de Renda e da Contribuição Social
pg_dif_ct	pagamento dos encargos diferidos de capital de terceiros
$res_ant_cs_ir$	resultado antes da Contribuição Social e do Imposto de Renda

No que segue, são apresentadas as expressões algébricas do Balanço Patrimonial. O patrimônio líquido e o passivo são determinados através das expressões (156) e (157).

$$pl_{pt} = cp_ac_{pt} + lucr_ac_{pt} \quad (156)$$

$$passivo_{pt} = sdo_dev_cg_{pt} + sdo_dev_ct_sum_{pt} + pl_{pt} \quad (157)$$

As expressões para determinação do ativo, são apresentadas a seguir:

$$ativo_{pt} = circulante_{pt} + permanente_{pt} \quad (158)$$

$$circulante_{pt} = \sum_{t=1}^T sdo_cx_{pt} \quad (159)$$

$$permanente_{pt} = inv_{pt} + dif_enc_fin_{pt} - depr_ac_{pt} \quad (160)$$

$$depr_ac_{pt} = \sum_{t=1}^T depr_{pt} \quad (161)$$

$$depr_{pt} = inv_ac_{pt} \times taxa_depr \quad (162)$$

$$pg_dif_ct_{pt} = \frac{\sum_{t=1}^{in_oper_p} j_n_pg_ct_sum_{pt}}{t_difer} \quad (163)$$

$$dif_enc_fin_{pt} = -pg_dif_ct_{in_oper + 1} + \sum_{t=1}^T juros_np_ct_sum_{pt} \quad (164)$$

Onde:

<i>circulante</i>	ativo circulante
<i>depr</i>	depreciação
<i>depr_ac</i>	depreciação acumulada
<i>pg_dif_ct</i>	pagamento dos encargos diferidos de capital de terceiros

<i>dif_enc_fin</i>	diferimento de encargos financeiros
<i>permanente</i>	ativo permanente
<i>t_difer</i>	tempo de diferimento da dívida (5 anos)
<i>taxa_depr</i>	taxa para depreciação (3,33%)

As expressões para o *Economic Value Added* anual e para o *Market Value Added* dos projetos são apresentadas a seguir:

$$mva = \sum_{t=1}^T \frac{eva_{pt}}{(1 + cmpc_{pt})^t} \quad (165)$$

$$eva_{pt} = nopat_{pt} - encarg_{pt} \quad (166)$$

$$nopat_{pt} = lucro_{pt} + s_div_ct_sum_{pt} \times 75\% \quad (167)$$

$$encarg_{pt} = \frac{inv_ac_{pt} \times cmpc_{pt}}{(1 + cmpc_{pt})^t} \quad (168)$$

Onde:

encarg encargos financeiros

nopat lucro líquido operacional depois dos impostos

O fluxo de caixa líquido S dos projetos, para cada ano do horizonte de análise é calculado a partir da expressão (169):

$$S_{pt} = - inv_{pt} + res_oper_{pt} - s_div_ct_{pt} + sdo_cx_{pt} \quad (169)$$

O Valor Presente Líquido vpl do fluxo de caixa dos projetos e a Taxa Interna de Retorno r do fluxo de caixa dos projetos, são determinados pelas expressões (170) e (171):

$$vpl_p = \sum_{t=1}^T \frac{S_{pt}}{(1 + cmpc_{pt})^t} \quad (170)$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{S_{pt}}{(1+r_p)^t} = 0 \quad (171)$$

O valor esperado do retorno $E(r)$ para cada projeto é calculado a partir dos retornos calculados para cada um dos $C = 66$ cenários hidrológicos **equiprováveis**, conforme a expressão (172). A covariância entre os retornos dos pares de projetos Cov é determinada pela expressão (173).

$$E(r) = \sum_{c=1}^C \frac{r_c}{C} \quad (172)$$

$$Cov_{ij} = \sum_{c=1}^C \frac{[r_{ic} - E(r_i)][r_{jc} - E(r_j)]}{C} \quad (173)$$

Ao final, é possível determinar a carteira de mínimo risco para um dado nível de retorno desejado E^* , através da expressão (174) sujeita às restrições (175) e (176). A solução deste problema é o vetor de participação x dos projetos na carteira.

$$Min f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j Cov_{ij} \quad (174)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n x_i E(r_i) = E^* \quad (175)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (176)$$

5.3 Conclusões

O presente capítulo apresenta a formulação matemática e computacional do modelo de simulação dinâmica proposto no presente trabalho. O modelo proposto calcula o perfil de retorno de projetos segundo cenários hidrológicos. As receitas dos projetos são calculadas a partir dos contratos firmados e contempla as principais regras de

comercialização do MAE. Após a definição dos perfis de retorno dos projetos, o modelo permite a execução da análise estocástica dos resultados, empregando a teoria de carteiras. O próximo capítulo apresenta os resultados de aplicação do modelo, através de estudos de caso.

CAPÍTULO 6

APLICAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

Este capítulo apresenta a aplicação do modelo SUN junto a uma prateleira de projetos de geração **hipotéticos**, ressaltando os principais resultados obtidos. No que segue é caracterizada a prateleira e é apresentado o roteiro para análise do desempenho dos projetos, baseado na metodologia proposta no presente trabalho.

6.1 Caracterização do Estudo de Caso

O estudo de caso consiste na avaliação de uma prateleira de projetos de investimento em geração, composta por 8 usinas hidrelétricas hipotéticas operando num horizonte de 30 anos. A cada ano do horizonte são simulados 12 meses de operação no MAE. A simulação compreende os anos 2001 a 2030, com discretização mensal, perfazendo 360 períodos (meses). Para cada período foram simulados 66 cenários hidrológicos. A Tabela 13 apresenta a energia assegurada de cada projeto e o submercado a que pertence, bem como os anos de início de construção e de operação.

Tabela 13 – Características Físicas dos Projetos

Projeto	Energia Assegurada (MW)	Submercado	Início de Construção	Início de Operação
1	100	Sul	2001	2005
2	400	Norte	2002	2005
3	150	Nordeste	2004	2006
4	550	Sudeste	2001	2005
5	300	Sul	2001	2005
6	100	Norte	2003	2006
7	200	Nordeste	2002	2006
8	400	Sudeste	2001	2005

A Figura 52 ilustra a participação da energia assegurada dos submercados na energia assegurada total do sistema.

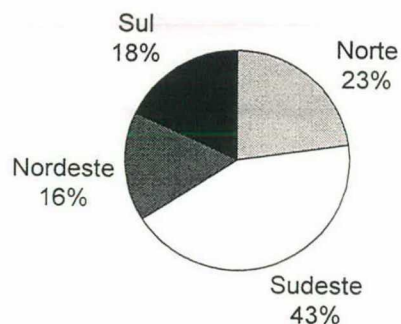


Figura 52 – Participação dos Submercados na Energia Assegurada do Sistema

A Tabela 14 apresenta as características das fontes de financiamento empregadas durante a construção (capital próprio e capital de terceiros) e operação (capital de giro) das plantas. As alíquotas para Imposto de Renda, PIS/Cofins, Contribuição Social e a Taxa de Juros de Longo Prazo utilizadas são, respectivamente: 25%, 3,65%, 8% e 11%.

Tabela 14 – Características das Fontes de Financiamento

Fonte de Financiamento	Prazo de Carência (anos)	Prazo de Liquidação (anos)	Taxa de Juros Anual
Capital Próprio	0	0	20%
Capital de Terceiros - Fonte 1	5	10	15%
Capital de Terceiros - Fonte 2	5	11	18%
Capital de Terceiros - Fonte 3	5	9	17%
Capital de Terceiros - Fonte 4	5	10	20%
Capital de Giro	0	0	15%

O **fator de capitalização** dos projetos é superior a 30%, indicando a utilização de até 30% de capital próprio na estrutura de capital. A Tabela 15 mostra a composição da estrutura de capital dos projetos, em valores relativos, empregada durante a construção das plantas.

Tabela 15 – Estrutura de Capital dos Projetos

Projeto	Capital de Terceiros				Capital Próprio
	Fonte 1	Fonte 2	Fonte 3	Fonte 4	
1	39%	20%	20%	0%	21%
2	18%	15%	22%	20%	25%
3	7%	54%	6%	11%	23%
4	16%	22%	24%	13%	25%
5	28%	36%	8%	2%	26%
6	19%	20%	6%	38%	18%
7	22%	19%	13%	25%	21%
8	20%	18%	16%	16%	30%

A Figura 53 ilustra a composição da estrutura de capital dos projetos, em valores absolutos.

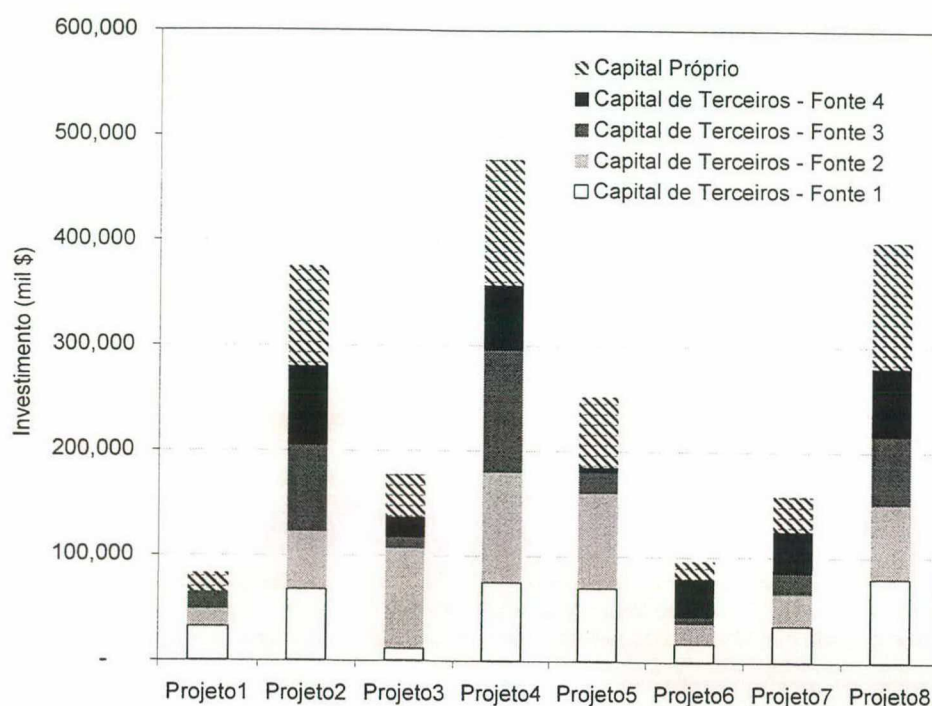


Figura 53 – Estrutura de Capital dos Projetos

A Tabela 16 apresenta, em valores absolutos, outras características econômico-financeiras dos projetos.

Tabela 16 – Características Econômico-Financeiras dos Projetos

Projeto	Investimento Total (\$ mil)	Capital Próprio (\$ mil)	Capital de Terceiros (\$ mil)	Despesas Operacionais Anuais (\$ mil)
1	82.600,00	17.500,00	65.100,00	6.000,00
2	375.000,00	95.000,00	280.000,00	21.400,00
3	177.000,00	40.000,00	137.000,00	8.050,00
4	478.000,00	120.000,00	358.000,00	29.950,00
5	251.500,00	66.500,00	185.000,00	16.400,00
6	96.000,00	17.000,00	79.000,00	6.300,00
7	158.000,00	33.000,00	125.000,00	11.300,00
8	400.000,00	120.000,00	280.000,00	21.600,00

Outro indicador relevante é o valor de investimento necessário para assegurar cada kW de energia da usina, chamado custo unitário por kW de energia assegurada, que pode ser visualizado na Figura 54. Nos projetos apresentados, os custos situam-se

aproximadamente entre 800\$/kW e 1200\$/kW, indicando que apresentam custos unitários da mesma ordem de grandeza.

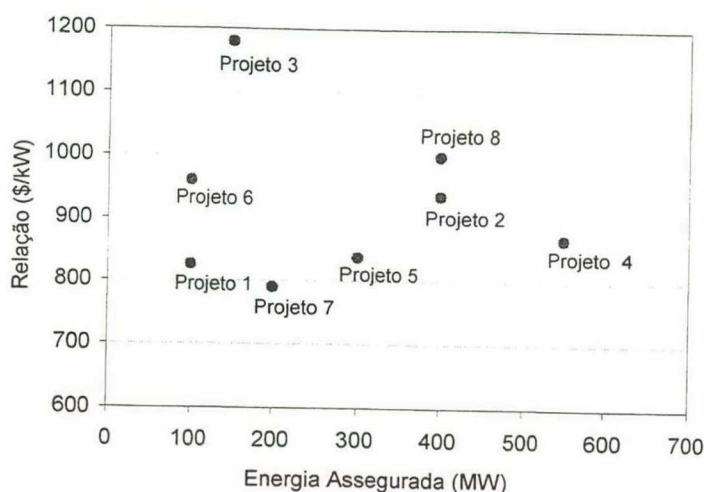


Figura 54 – Custo Unitário da Energia Assegurada dos Projetos

A produção energética das plantas fictícias considera 66 cenários hidrológicos históricos e os resultados desta análise estão sintetizados na Figura 55, que apresenta a energia alocada média, máxima e mínima dos projetos para o conjunto de condições hidrológicas, bem como o valor da energia assegurada.

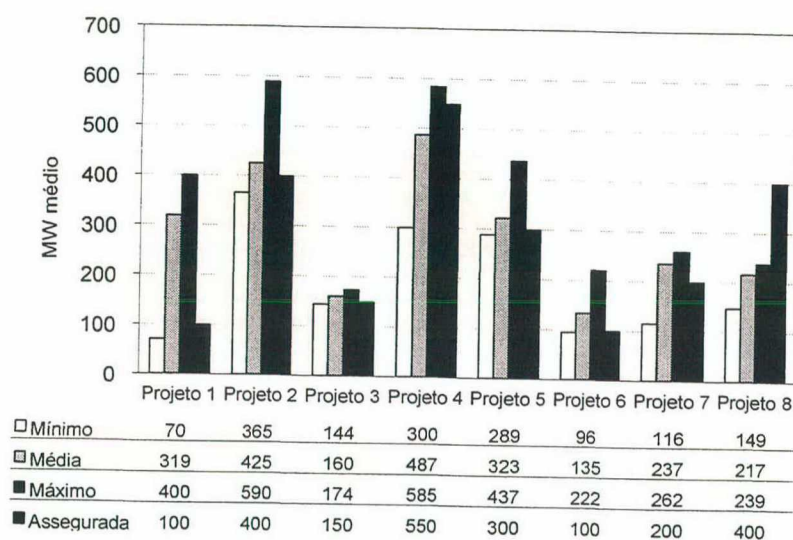


Figura 55 – Energia Alocada dos Projetos

Para cada cenário, foram utilizados os Custos Marginais de Operação (CMO) em cada período de liquidação, conforme apresentado na Figura 56. Observa-se, nesta figura, a extrema volatilidade do CMO ao longo das séries hidrológicas do histórico de vazões (1931 a 1996).

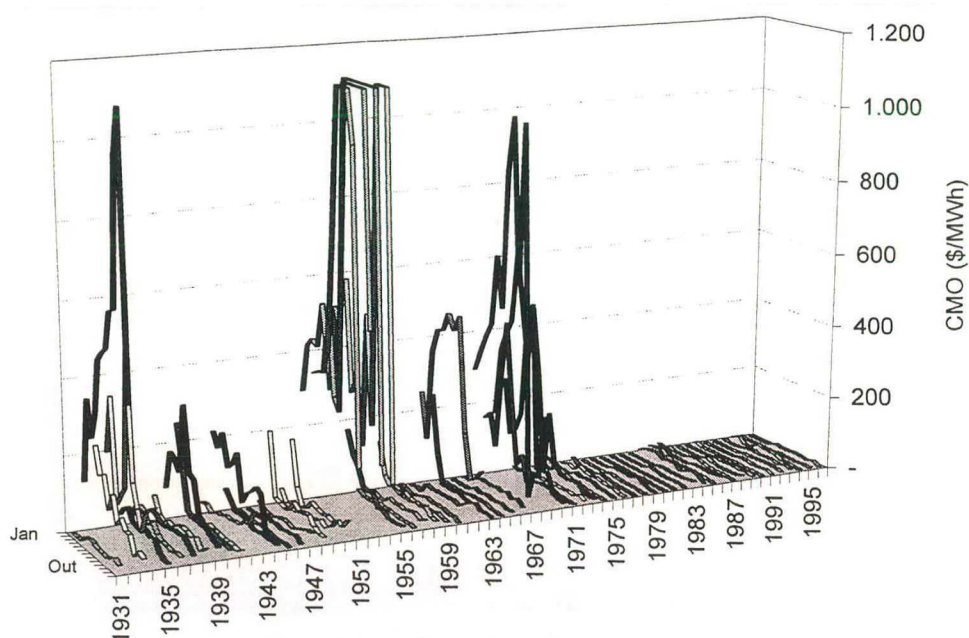


Figura 56 – Evolução do CMO por Série Hidrológica: Submercado Sul

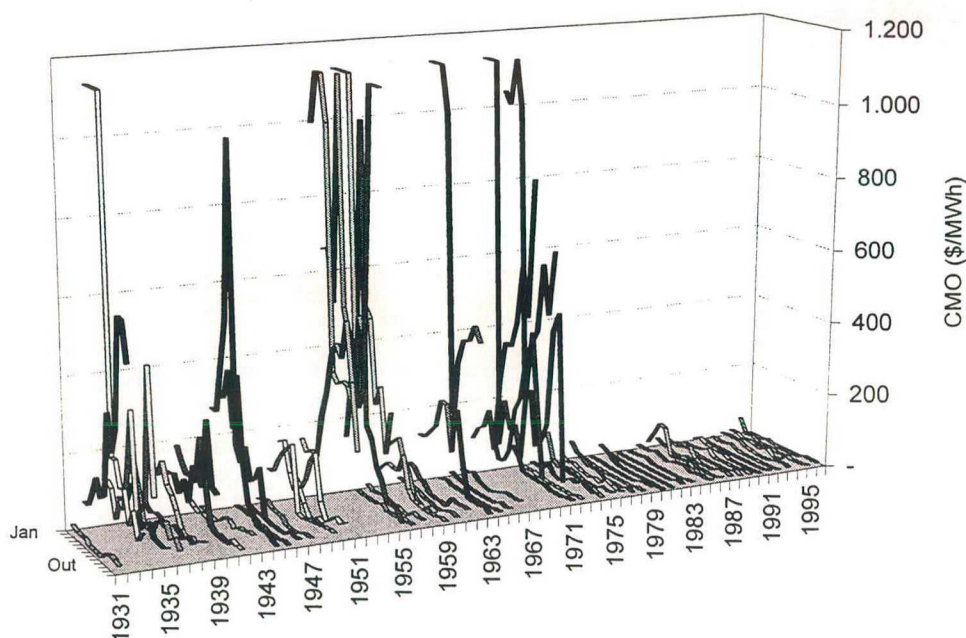


Figura 57 – Evolução do CMO por Série Hidrológica: Submercado Sudeste

A avaliação da prateleira de projetos apresentada baseia-se na metodologia proposta para avaliação de projetos. As etapas de avaliação são: análise de projetos individuais, análise de carteiras de projetos, análise de carteiras de projetos com contratos bilaterais, análise de carteiras de projetos com contratos de opção e análise de estratégias de risco. O

objetivo final da análise é identificar uma estratégia de gerenciamento econômico-financeiro que propicie o melhor desempenho da prateleira. A seguir são apresentados os resultados de avaliação da prateleira apresentada, obtidos através da aplicação do modelo SUN, com base na metodologia proposta.

6.2 Etapa 1: Análise de Projetos Individuais

A avaliação de retorno, que é um dos elementos da **Análise de Projetos Individuais**, já é tradicionalmente realizada no processo de avaliação de projetos pelas empresas do setor elétrico. Conforme a metodologia proposta no presente trabalho, esta etapa consiste na avaliação de risco (desvio padrão dos retornos) e retorno (retorno esperado nos cenários hidrológicos) **individual** dos projetos que compõem a prateleira. Nesta etapa, todos os projetos são simulados atuando como *merchant plant*, ou seja, vendendo energia apenas no mercado *spot*. A Figura 58 e a Tabela 17 apresentam os níveis de risco e retorno dos projetos nesta etapa.

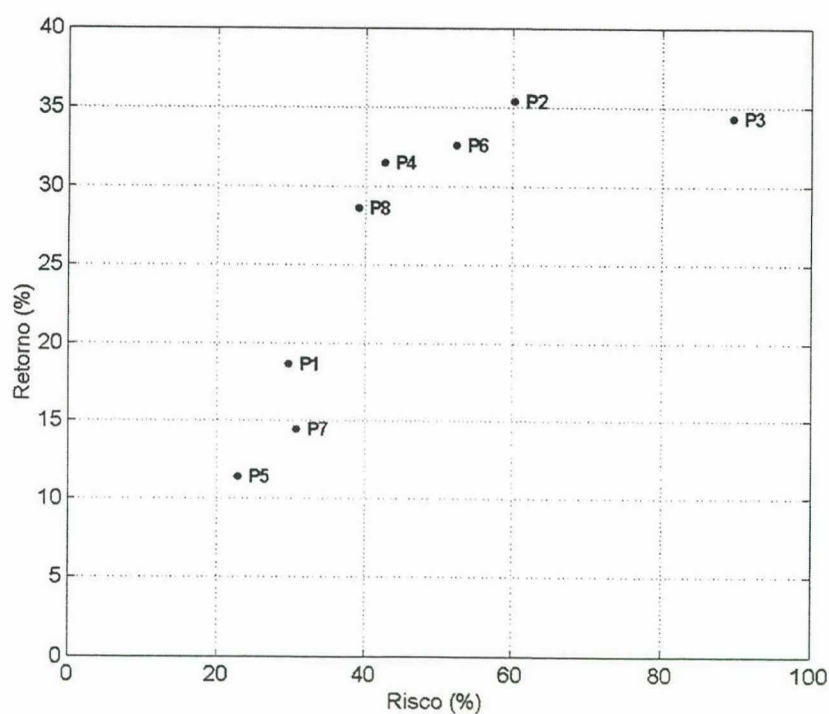


Figura 58 – Etapa 1: Níveis de Risco-Retorno

Os resultados permitem observar que o menor nível de risco assumido é o investimento no Projeto 5 que, entretanto, apresenta o menor nível de retorno. Os níveis de risco variam entre 22,9% e 89,7%, enquanto que os níveis de retorno situam-se entre 11,4% e 35,4%.

Tabela 17 – Etapa 1: Níveis de Risco-Retorno dos Projetos

Projeto	Risco	Retorno
1	29,7%	18,6%
2	60,2%	35,4%
3	89,7%	34,3%
4	42,6%	31,5%
5	22,9%	11,4%
6	52,5%	32,6%
7	30,8%	14,5%
8	39,1%	28,6%

A Figura 59 mostra a relação entre o investimento necessário em cada projeto e seu retorno absoluto correspondente. Destaca-se que o maior retorno, da ordem de \$150 milhões, é atingido pelo Projeto 4, que requer um volume de investimento de \$478 milhões.

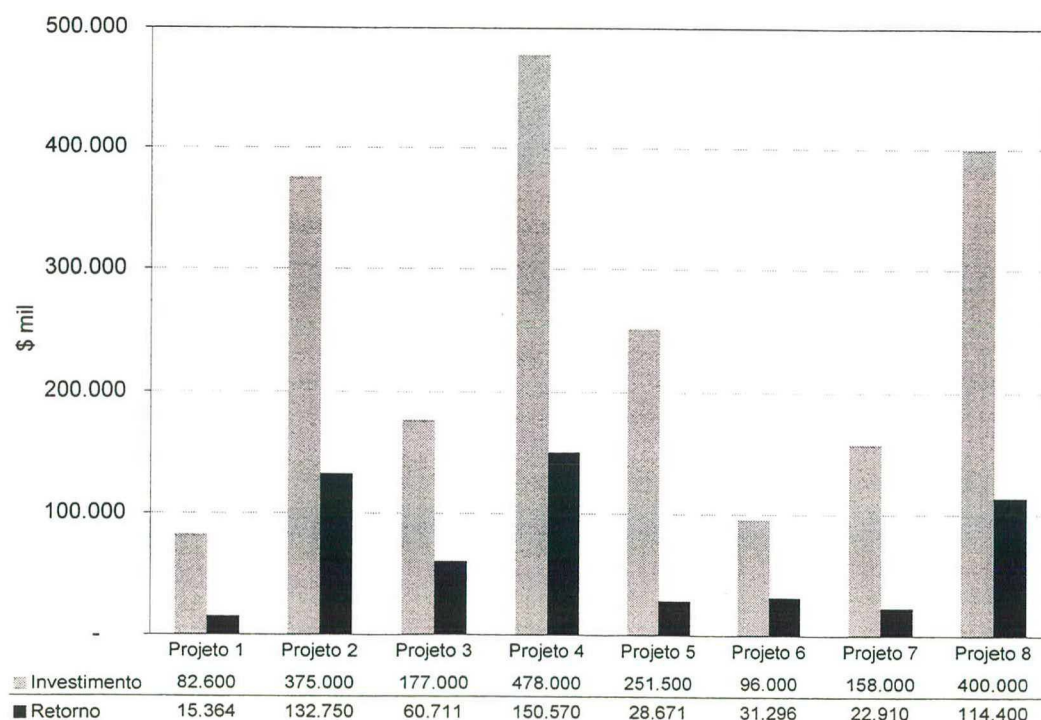


Figura 59 – Etapa 1: Volume de Investimento e de Retorno dos Projetos

6.3 Etapa 2: Análise de Carteiras de Projetos

Segundo a metodologia proposta no presente trabalho, a **Análise de Carteiras de Projetos** consiste na avaliação de risco (desvio padrão dos retornos) e retorno (retorno esperado nos cenários hidrológicos) das **carteiras** formadas pelos projetos da prateleira, todos atuando como *merchant plant*.

A curva risco-retorno obtida para as carteiras de projetos nesta etapa é apresentada na Figura 60. Destacada pelo ponto preto está a carteira de mínimo risco, que apresenta nível de risco de 21,27% e retorno igual a 13,63%.

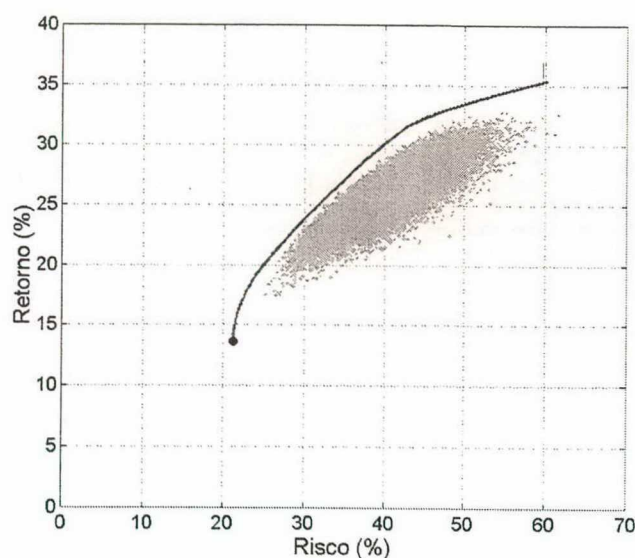


Figura 60 – Etapa 2: Curva Risco-Retorno

O espectro de risco-retorno, obtido pelas carteiras de projetos nesta etapa de análise é bastante amplo. As carteiras cobrem, aproximadamente, níveis de risco entre 20% e 60% e níveis de retorno entre 15% e 35%. Embora os níveis de retorno das carteiras sejam aceitáveis, os possíveis níveis de risco situam-se acima de 20%, caracterizando carteiras agressivas. Observa-se portanto, a necessidade de modalidades contratuais que reduzam os níveis de risco das carteiras e, para o alcance deste objetivo, propõe-se a utilização de contratos bilaterais.

O **fator de participação** dos projetos na carteira de mínimo risco é apresentado na Figura 61.

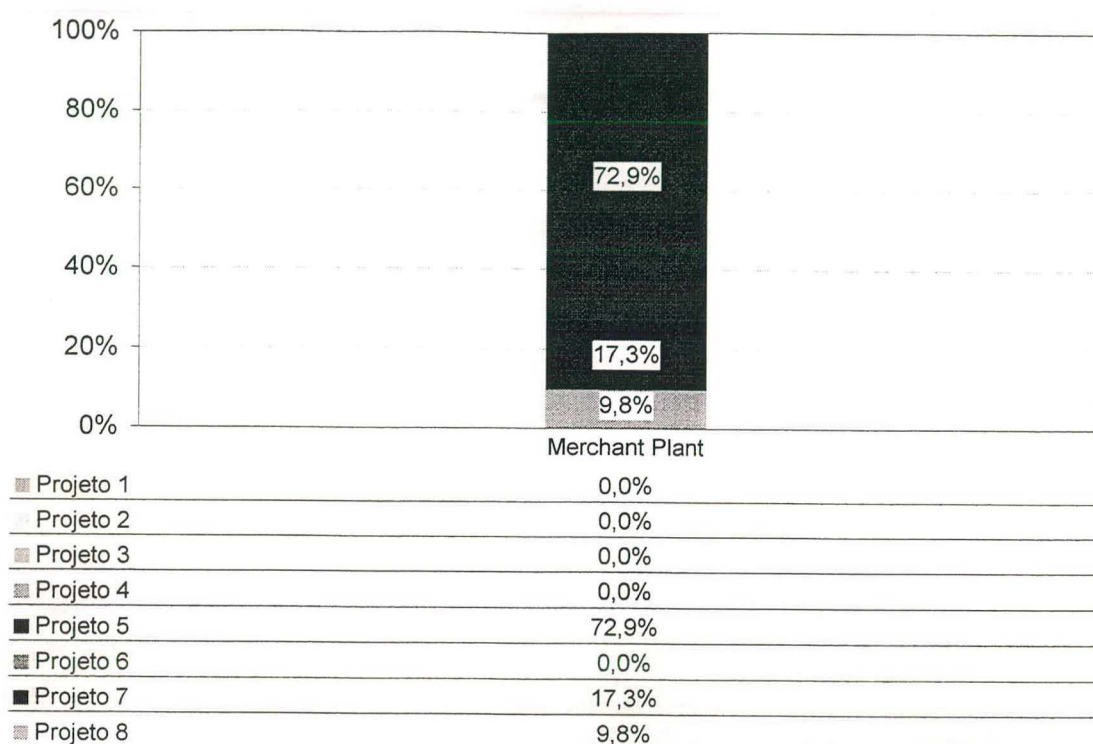


Figura 61 – Etapa 2: Participação dos Projetos na Carteira de Mínimo Risco

A Figura 62 apresenta o volume de investimento necessário para aquisição da carteira de mínimo risco, bem como o retorno absoluto alcançado com esta carteira.

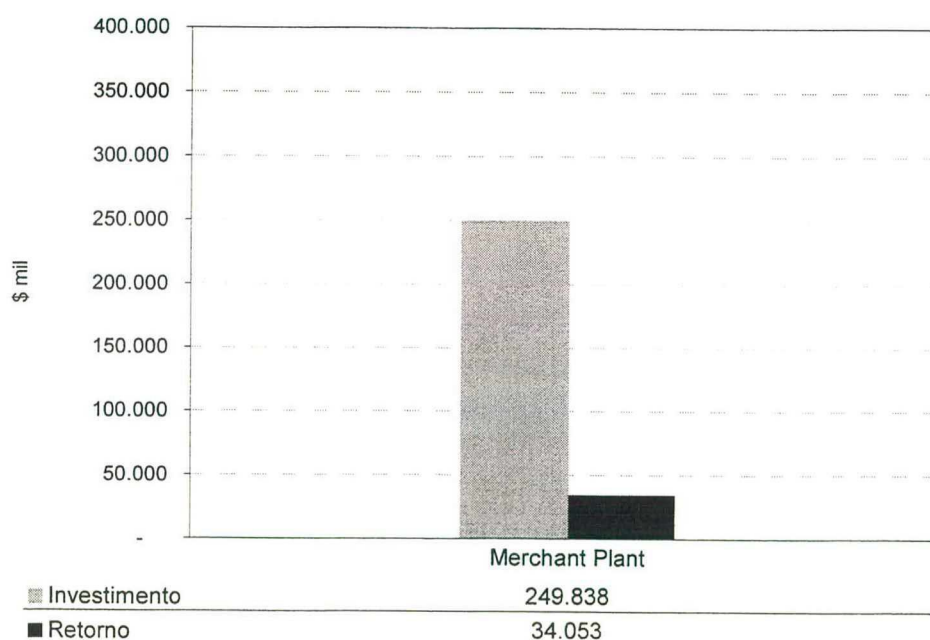


Figura 62 – Etapa 2: Volume de Investimento e Retorno da Carteira de Mínimo Risco

6.4 Etapa 3: Análise de Carteiras de Projetos com Contratos Bilaterais

A **Análise de Carteiras de Projetos com Contratos Bilaterais** consiste na avaliação de risco (desvio padrão dos retornos) e retorno (retorno esperado nos cenários hidrológicos) das **carteiras** formadas pelos projetos da prateleira, negociando a venda de energia através de **contratos bilaterais**. Os contratos bilaterais são definidos a partir dos **fatores de contratação**. Para tanto, foram definidos 4 fatores de contratação bilateral (25%, 50%, 75% e 100%), em relação à energia assegurada dos projetos. O preço contratual utilizado foi \$60/MWh.

A curva risco-retorno para as carteiras de projetos com contratos bilaterais a 25% é apresentada na Figura 63. Destacada pelo ponto preto está a carteira de mínimo risco, que apresenta nível de risco de 19,66% e retorno igual a 13,28%.

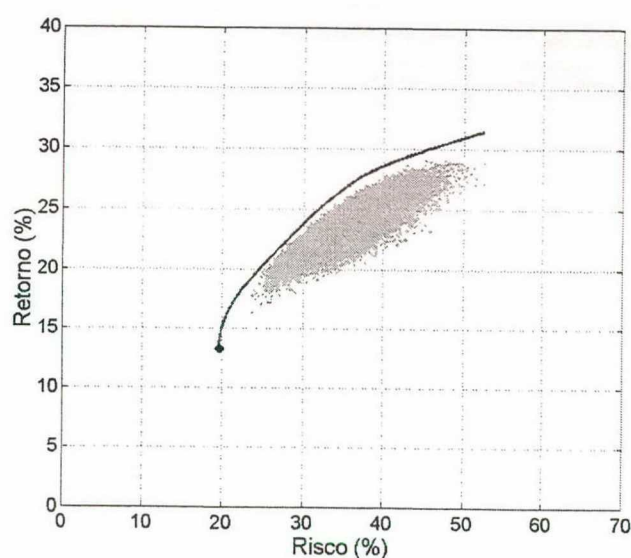


Figura 63 – Etapa 3: Curva Risco-Retorno para Contratação Bilateral de 25%

A Figura 64 apresenta a curva risco-retorno para a carteira composta pelos projetos com contratos bilaterais a 50%. A carteira de mínimo risco apresenta nível de risco igual a 17,11% e nível de retorno de 14,05%.

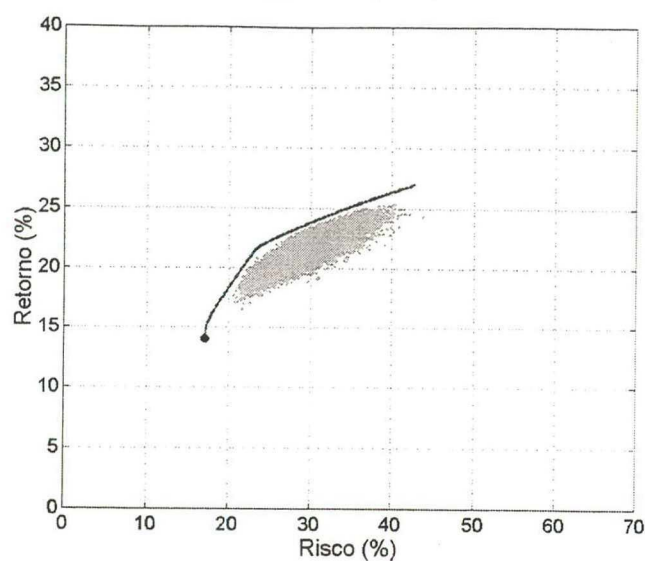


Figura 64 – Etapa 3: Curva Risco-Retorno para Contratação Bilateral de 50%

A curva risco-retorno para a carteira formada por projetos com contratos bilaterais a 75% é apresentada na Figura 65. A carteira de mínimo risco apresenta nível de risco de 11,93% e nível de retorno igual a 17,41%.

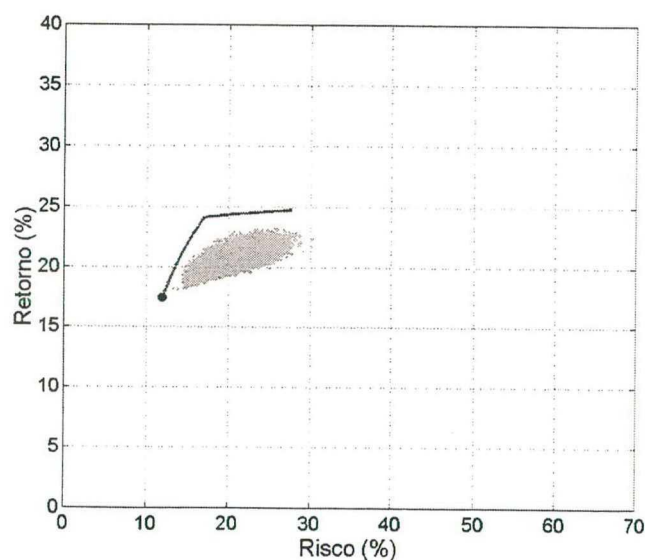


Figura 65 – Etapa 3: Curva Risco-Retorno para Contratação Bilateral de 75%

A Figura 66 apresenta a curva risco-retorno para a carteira formada por projetos com contratos bilaterais a 100%. A carteira de mínimo risco apresenta nível de risco de 3,46%, com retorno igual a 14,41%.

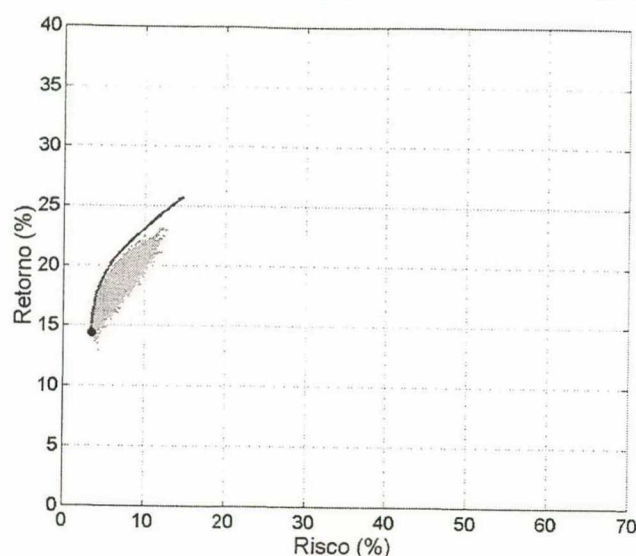


Figura 66 – Etapa 3: Curva Risco-Retorno para Contratação Bilateral de 100%

A análise das curvas risco-retorno da Etapa 3 e da Etapa 2 indica uma redução do espectro de risco-retorno obtido pelas carteiras de projetos com contratos bilaterais (**Etapa 3**), quando comparado ao espectro obtido pelas carteiras de projetos atuando como *merchant plant* (**Etapa 2**). Em particular, as curvas risco-retorno da Etapa 3 mostram que, quanto maior o nível de contratação bilateral, menos amplo é o espectro de risco-retorno possível de ser obtido com as carteiras de projetos.

Isso significa que um alto fator de contratação bilateral diminui os níveis de risco das carteiras, mas **também reduz** consideravelmente os níveis de retorno. Observa-se portanto, a necessidade de modalidades contratuais que reduzam os níveis de risco das carteiras, mantendo níveis aceitáveis de retorno. Para o alcance deste objetivo, propõe-se a utilização de contratos de opção.

A Figura 67 apresenta a participação dos projetos na carteira de mínimo risco, em relação aos quatro fatores de contratação bilateral utilizados.

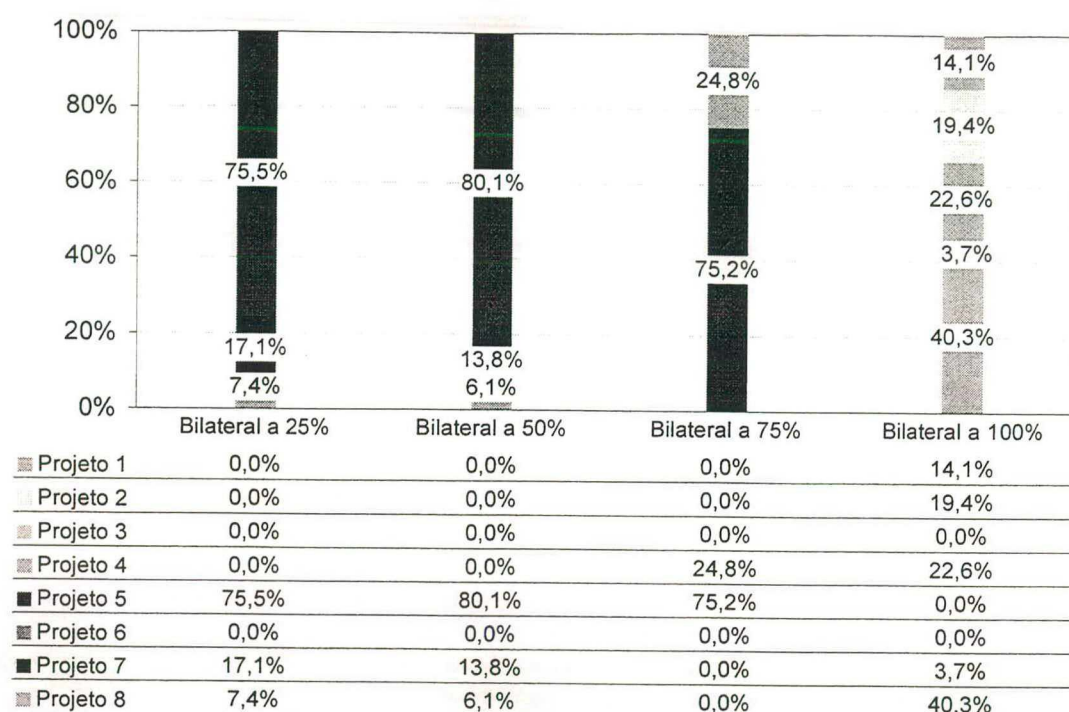


Figura 67 – Etapa 3: Participação dos Projetos na Carteira de Mínimo Risco

A Figura 68 apresenta o volume de investimento necessário para aquisição da carteira de mínimo risco, e o retorno absoluto alcançado com esta carteira, para os quatro fatores de contratação bilateral utilizados. Os volumes de investimento situam-se acima de \$250 milhões e os retornos absolutos, abaixo de \$50 milhões.

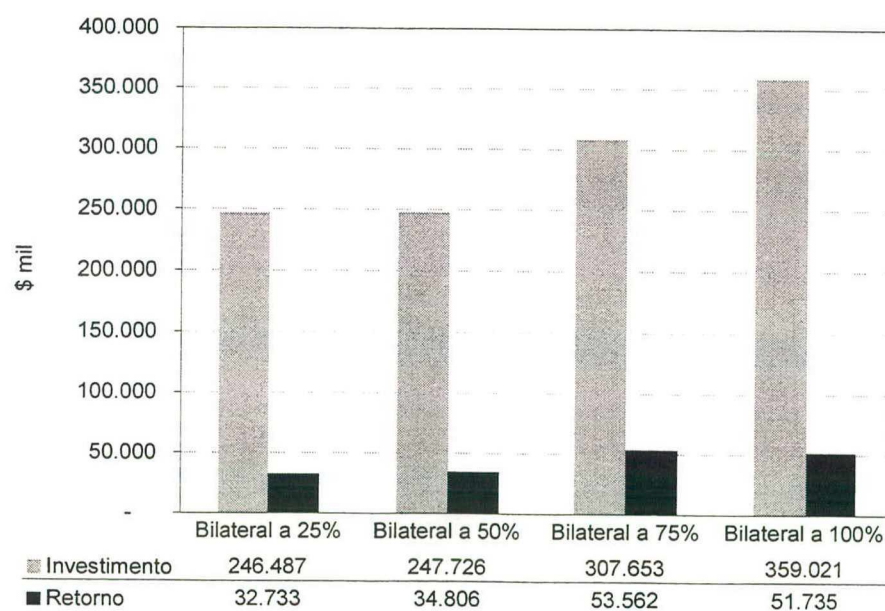


Figura 68 – Etapa 3: Volume de Investimento e de Retorno da Carteira de Mínimo Risco

6.5 Etapa 4: Análise de Carteiras de Projetos com Contratos de Opção

A **Análise de Carteiras de Projetos com Contratos de Opção** consiste na avaliação de risco e retorno das **carteiras** formadas pelos projetos da prateleira, negociando a venda de energia através de **contratos de opção**. Os contratos de opção foram definidos a partir de **fatores de flexibilidade e contratação**, configurando-se três modalidades: venda de *call*, compra de *put* e dupla compra de *put*.

As duas primeiras modalidades, venda de *call* e compra de *put*, apresentam preço de exercício de 60\$/MWh e prêmio conforme a Tabela 18. O prêmio anual a ser recebido no contrato de venda de *call* (e pago no contrato de compra de *put*) é equivalente a 1% do produto entre o volume de energia contratado e o preço de exercício. O fator de contratação empregado é de 100% do valor da energia assegurada de cada projeto.

Tabela 18 – Características da Venda de *Call* e Compra de *Put*

Projeto	Prêmio Anual (\$ mil)
1	518,40
2	2.073,60
3	777,60
4	2.851,20
5	1.555,20
6	518,40
7	1.036,80
8	2.073,60

A Figura 69 apresenta a curva risco-retorno para as carteiras de projetos com contrato de venda de *call*. A carteira de mínimo risco apresenta nível de risco de 3,95%, e retorno igual a 2,06%. Os resultados indicam que esta modalidade não oferece benefícios quando comparada às modalidades já apresentadas, uma vez que reduz o espectro de risco e retorno das carteiras. Este tipo de contrato beneficia a outra parte, configurando-se uma proteção contra preços *spot* altos.

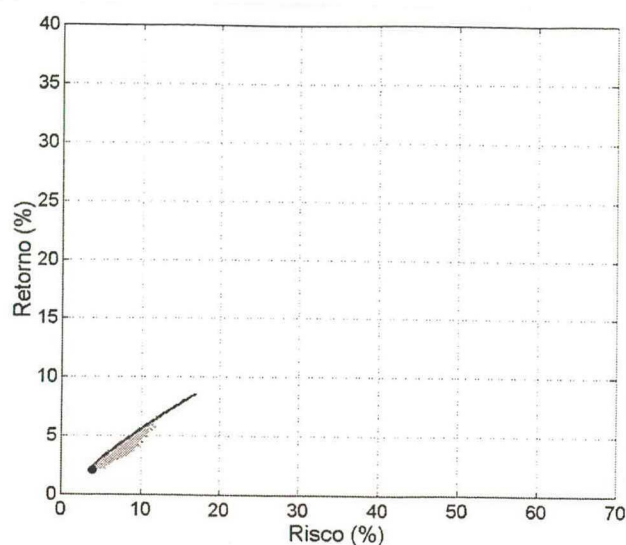


Figura 69 – Etapa 4: Curva Risco-Retorno para Venda de *Call*

A Figura 70 apresenta a curva risco-retorno para a carteira composta por projetos com contrato de compra de *put*. Enquanto a Etapa 2 (carteiras de projetos como *merchant plant*) oferece uma carteira de mínimo risco com nível de risco de 21,27% e retorno igual a 13,63%, a Figura 70 mostra uma carteira de mínimo risco com risco igual a 13,13% e retorno de 21,06%.

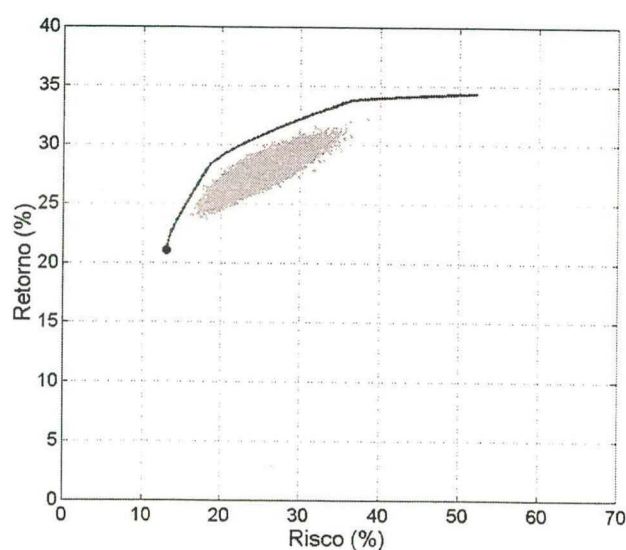


Figura 70 – Etapa 4: Curva Risco-Retorno para Compra de *Put*

A designação dupla compra de *put* caracteriza-se pela existência de dois contratos do tipo compra de *put*. Os valores de preço de exercício utilizados foram \$60/MWh para o

primeiro contrato, e \$40/MWh para o segundo contrato. O fator de contratação do primeiro contrato corresponde a 80% do valor da energia assegurada de cada projeto, enquanto que o fator de contratação do segundo contrato é 20%.

O prêmio anual a ser pago pelos contratos de compra de *put* é equivalente a 1% do produto entre o volume de energia contratada e o preço de exercício, conforme os valores absolutos anuais apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Características da Dupla Compra de *Put*

Projeto	Contrato 1: Prêmio Anual (mil \$)	Contrato 2: Prêmio Anual (mil \$)
1	414,72	69,12
2	1.658,88	276,48
3	622,08	103,68
4	2.280,96	380,16
5	1.244,16	207,36
6	414,72	69,12
7	829,44	138,24
8	1.658,88	276,48

A Figura 71 apresenta a curva risco-retorno para a carteira composta por projetos com dupla compra de *put*. O ponto preto destaca a carteira de mínimo risco, que apresenta nível de risco de 13,12%, e retorno igual a 21,69%. Estes resultados apontam um pequeno ganho em relação aos resultados apresentados na modalidade anterior (compra de *put*).

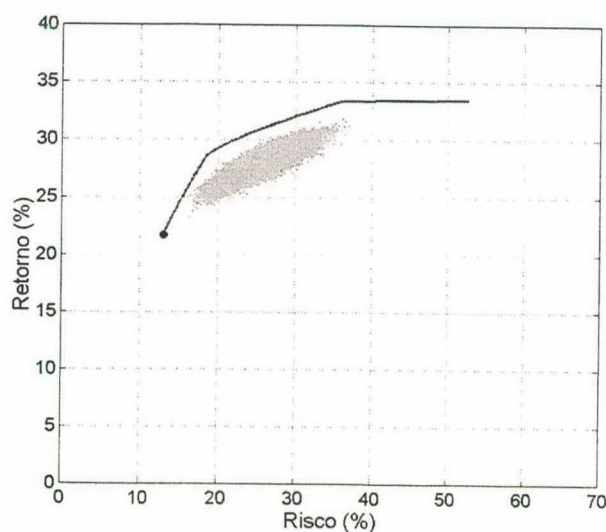


Figura 71 – Etapa 4: Curva Risco-Retorno para Dupla Compra de *Put*

O espectro de risco-retorno, das carteiras obtidas a partir de projetos com contratos de compra de *put* e de dupla compra de *put*, é bastante amplo e cobre níveis de risco entre 15% e 40% e níveis de retorno entre 20% e 35%. Ao confrontar estes resultados com os níveis de risco-retorno das carteiras com contratos bilaterais, constata-se benefícios em termos de risco e de retorno. Os contratos de opção são capazes de "deslocar" o espectro de risco-retorno, proporcionando carteiras com altos níveis de retorno, mantendo níveis de risco aceitáveis. Estas modalidades contratuais constituem ferramentas importantes na gestão de risco de carteiras, pois são capazes de reduzir os níveis de risco das carteiras, sem comprometer os níveis de retorno desejáveis.

A Figura 72 apresenta a participação dos projetos na carteira de mínimo risco, em relação aos contratos de opção utilizados.

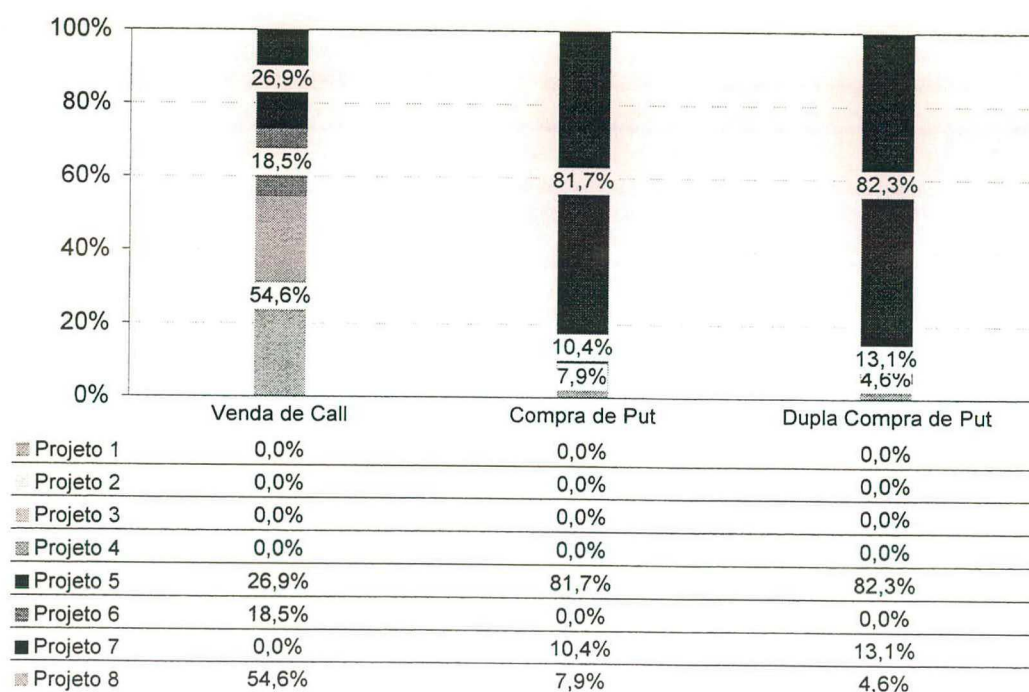


Figura 72 – Etapa 4: Participação dos Projetos na Carteira de Mínimo Risco

A Figura 73 apresenta o volume de investimento necessário para aquisição da carteira de mínimo risco, bem como o retorno absoluto alcançado com esta carteira. O volume de investimento das carteiras de mínimo risco, obtidas a partir de projetos com contratos de compra de *put* e de dupla compra de *put*, são da ordem de \$250 milhões e oferecem retorno absoluto de \$50 milhões.

Além dos benefícios já constatados em relação ao espectro de risco e retorno, nota-se também um relevante benefício em relação aos resultados de volume de investimento e de retorno da Etapa 3. Enquanto as carteiras de mínimo risco da Etapa 3 com retorno de \$50 milhões exigem investimento de \$300 milhões, as carteiras de mínimo risco desta etapa exigem \$250 milhões de investimento.

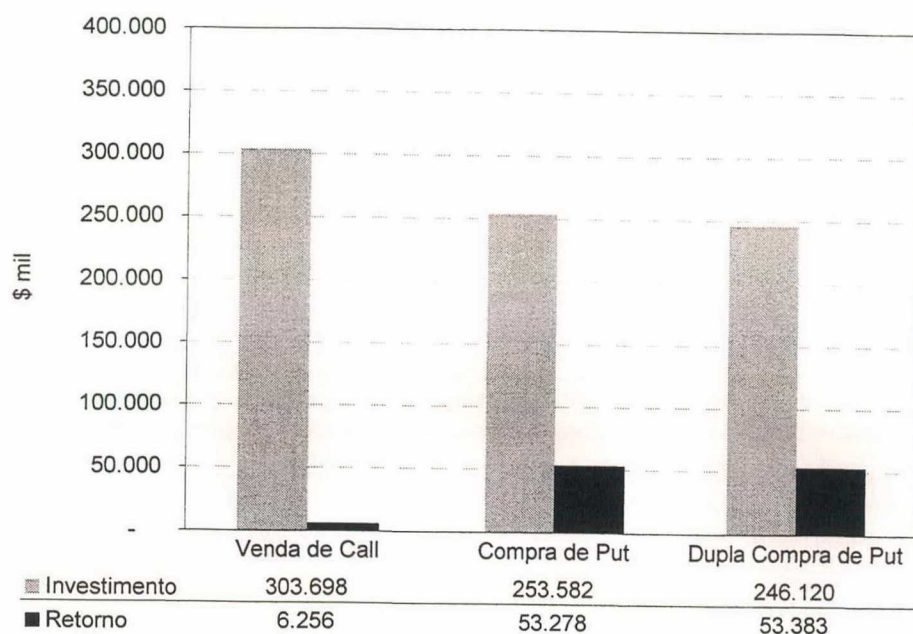


Figura 73 – Etapa 4: Volume de Investimento e de Retorno da Carteira de Mínimo Risco

6.6 Etapa 5: Análise de Estratégias de Risco

A **Análise de Estratégias de Risco** consiste na seleção de **níveis específicos de risco** e na análise de seu impacto sobre o volume de investimento e o retorno das carteiras. Para isto, foram selecionados os níveis de risco de 10%, 20% e 30%.

O nível de risco de 10% é atingido apenas pelas carteiras de projetos com contrato bilateral a 100% e com contrato tipo venda de *call*. A Figura 74 apresenta a participação dos projetos na carteira com nível de risco 10%.

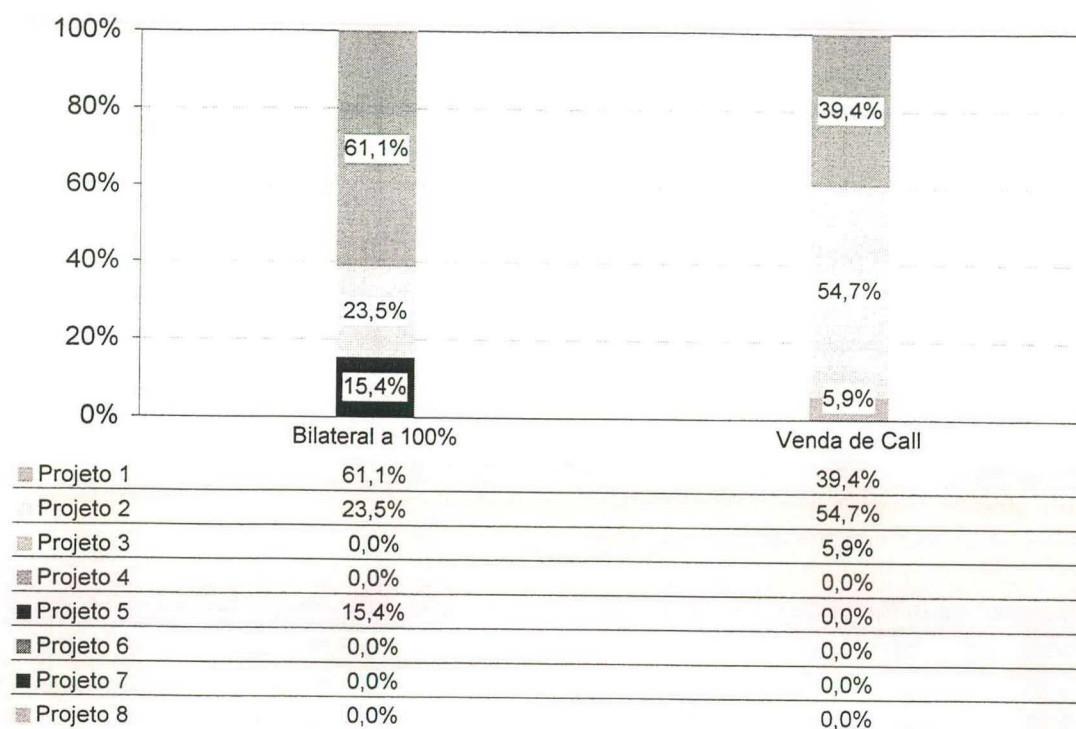


Figura 74 – Etapa 5: Participação dos Projetos na Carteira com Nível de Risco 10%

Para este nível de risco, as carteiras de projetos com contrato bilateral a 100% apresentam-se mais atrativas, pois além de exigirem um volume de investimento menor, oferecem retorno absoluto superior. Este resultado pode ser visualizado na Figura 75.

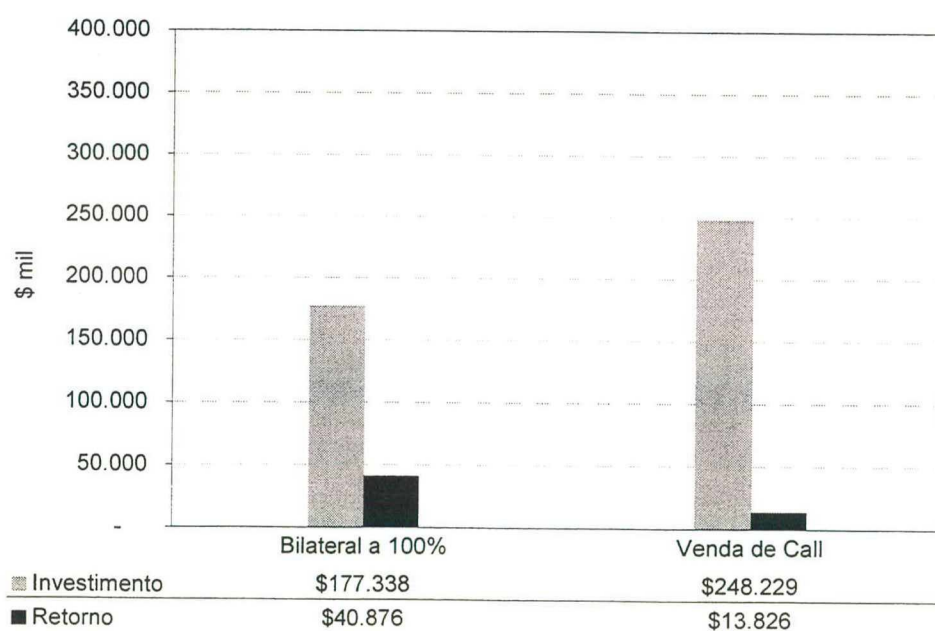


Figura 75 – Etapa 5: Volume de Investimento e de Retorno para Nível de Risco 10%

O nível de risco de 20% é atingido por carteiras de projetos com contratos bilaterais (25%, 50% e 75%) e de opção (compra de *put* simples e dupla). A Figura 76 apresenta a participação dos projetos na carteira com nível de risco 20%.

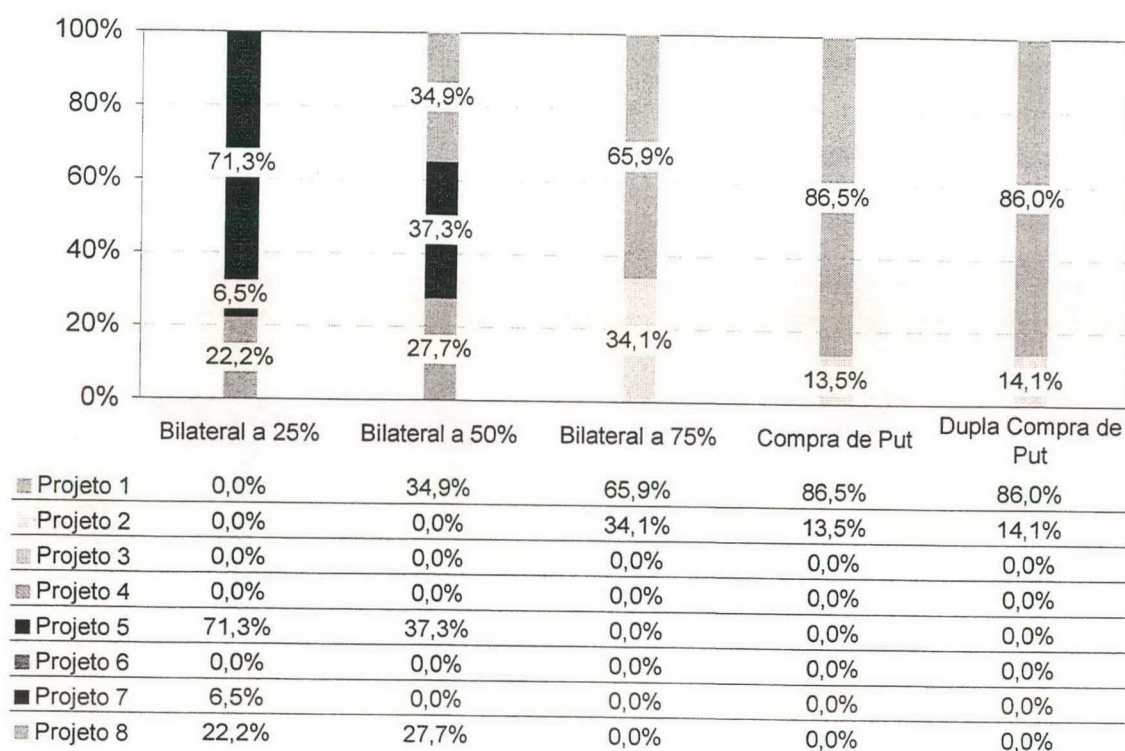


Figura 76 – Etapa 5: Participação dos Projetos na Carteira com Nível de Risco 20%

Para este nível de risco, praticamente todas as modalidades apresentam retorno absoluto na faixa de \$40 milhões. No entanto, as compras de *put* exigem o menor volume de investimento (menos da metade do contrato bilateral a 25%, por exemplo) para um retorno da ordem de \$35 milhões. Este resultado pode ser comprovado pela Figura 77.

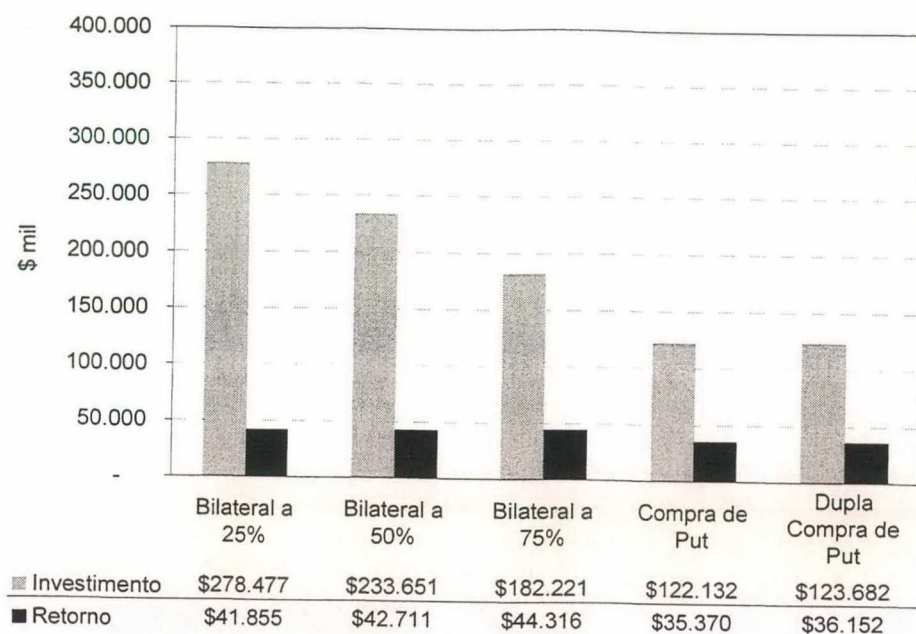


Figura 77 – Etapa 5: Volume de Investimento e de Retorno para Nível de Risco 20%

O nível de risco de 30% é atingido por carteiras de projetos como *merchant plant*, com contratos bilaterais (25% e 50%) e de opção (compras de *put* simples e dupla). A Figura 78 apresenta a participação dos projetos na carteira com nível de risco 10%.

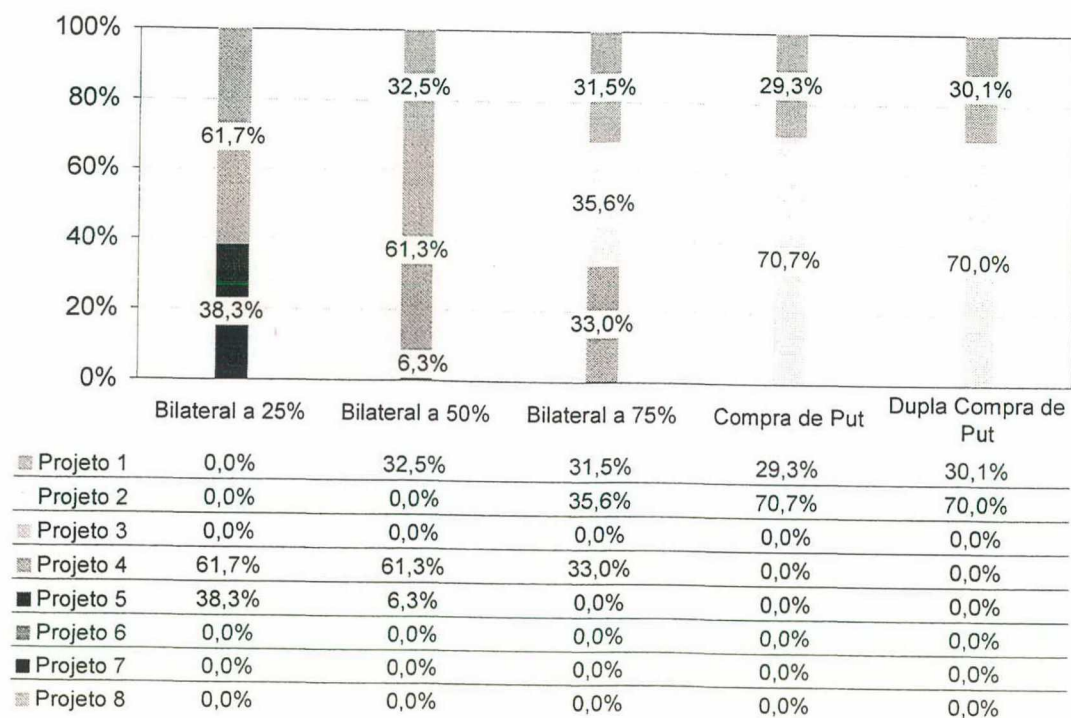


Figura 78 – Etapa 5: Participação dos Projetos na Carteira com Nível de Risco 30%

Para este nível de risco, as compras de *put* exigem o menor volume de investimento (em torno de \$288 milhões), oferecendo retorno da ordem de \$92 milhões, conforme a Figura 79.

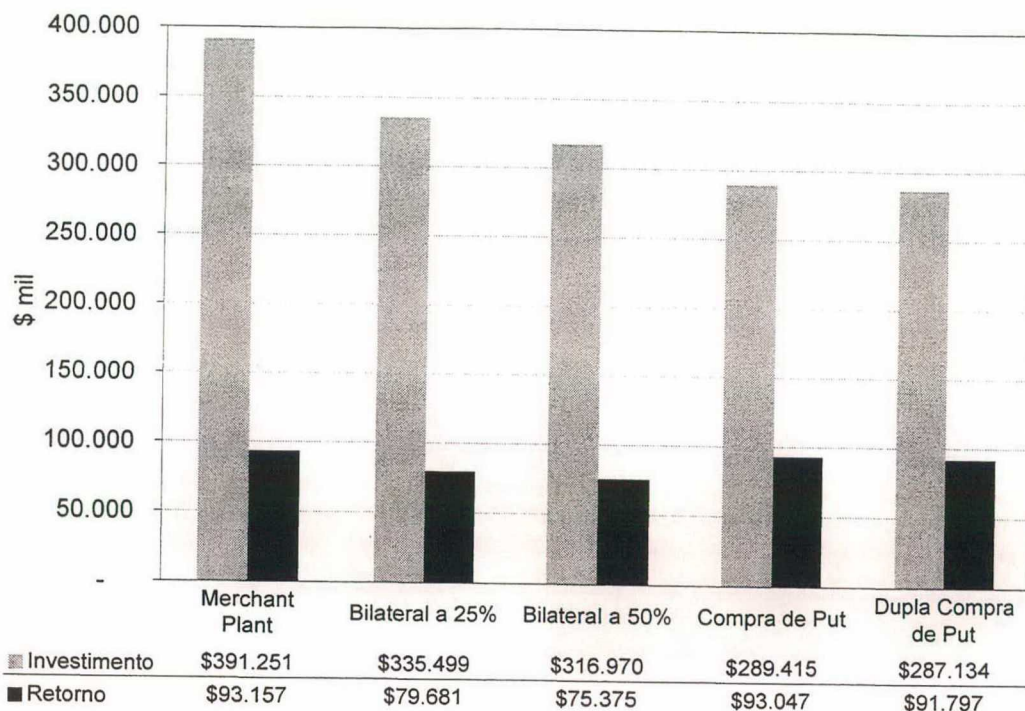


Figura 79 – Etapa 5: Volume de Investimento e Retorno para Nível de Risco 30%

6.7 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia para análise de projetos proposta no presente trabalho. Para isso, foi desenvolvido um estudo de casos junto ao modelo SUN, cujo enfoque foi a aplicação da metodologia junto ao modelo proposto. O estudo de caso comprovou o ganho que a metodologia e o modelo propostos oferecem.

Os projetos do estudo de caso foram simulados dinamicamente de forma individual e sob a luz da teoria de carteiras. A avaliação de risco e retorno dos projetos **individuais** também poderia, em parte, ser reproduzida pelos modelos tradicionalmente utilizados no setor. O **ganho** da metodologia e do modelo propostos no presente trabalho foram evidenciados através da avaliação de risco e retorno de carteiras de projetos, em especial com a consideração de contratos de opção.

Os resultados mostram que a integração dos enfoques técnico-econômico e econômico-financeiro do problema de avaliação de projetos impactam sobre os níveis de risco e retorno de carteiras. A análise das aplicações do modelo SUN evidenciou alguns aspectos importantes, no que concerne à avaliação de projetos em ambiente competitivo, os quais são enunciados a seguir:

- a integração de empresas privadas ao setor elétrico e a possibilidade de livre negociação de energia torna a avaliação de ativos mais complexa, pois envolverá decisões de caráter estratégico.
- os resultados obtidos mostram que as políticas adotadas no financiamento e na construção de contratos determinarão, em grande parte, o desempenho do fluxo de caixa associado ao projeto.
- a nova abordagem para o problema de avaliação de projetos, evidenciada pela análise de risco, não visa substituir, mas sim complementar a abordagem tradicional.
- nesse contexto, é importante enfatizar que os métodos tradicionais eram adequados à estrutura institucional vigente à época de seu uso, e continuam adequados à avaliação de projetos sob o enfoque econômico. No entanto, a nova estrutura requer modelos que explicitem os aspectos de risco das carteiras de projetos, considerando de forma integrada os aspectos técnico-econômicos e econômico-financeiros.
- a simulação dinâmica, modelada através do *software MatLab*, mostra-se uma ferramenta adequada à modelagem e análise dos aspectos técnicos, econômicos e financeiros envolvidos na avaliação de desempenho de projetos.
- as aplicações realizadas confirmam a importância de se explicitar as modalidades de contratos, de modo que a empresa possa identificar os potenciais benefícios associados à inclusão de cláusulas de flexibilidade em contratos.

O capítulo seguinte apresenta as principais conclusões e contribuições do trabalho, indicando alguns tópicos para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 7

CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA

O presente capítulo objetiva sintetizar as principais conclusões sobre os resultados das investigações conduzidas no presente trabalho e emitir recomendações para pesquisas posteriores.

7.1 Contribuições

No presente trabalho foi, inicialmente, apresentada a evolução das metodologias para planejamento da expansão, enfatizando os períodos pré e pós-reforma, e os modelos para planejamento, classificando-os sob dois enfoques: técnico-econômico e econômico-financeiro.

Com base na estrutura setorial pós-reforma, foi identificada uma nova visão para o problema de avaliação de projetos de investimento, qual seja: a avaliação integrada de projetos em ambiente competitivo. Foram introduzidos, também, os principais conceitos envolvidos nesta nova abordagem e proposta uma metodologia para avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo.

Finalizando, foi apresentado o modelo SUN, objeto deste trabalho, e discutidas as aplicações do modelo que evidenciaram sua viabilidade computacional e comprovaram a eficácia da abordagem dinâmica, em contraste com a abordagem estática tradicional.

Ao longo da execução deste trabalho foram identificadas contribuições, que objetivaram alcançar o entendimento e avançar à solução do problema de avaliação de projetos em ambiente competitivo. As principais contribuições da pesquisa são apontadas a seguir.

1. Estruturação do Problema de Planejamento da Expansão

Inicialmente foram identificadas as principais repercussões da reestruturação do setor sobre a metodologia de planejamento da expansão. Com as reformas e, conseqüentemente, a entrada de novos agentes de mercado, observou-se a necessidade de

repensar a estrutura do setor, baseada, agora, nos enfoques setorial, empresarial e de mercado. Neste sentido, juntamente com os demais membros do Grupo de Planejamento em Ambiente Competitivo, afetos ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, foi estruturado o problema global de planejamento da expansão, destacando a relevância e a complexidade do problema de avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo.

2. Formalização da Nomenclatura e Conceitos

Para descrever e analisar o problema de avaliação de projetos de investimento em ambiente competitivo, utilizou-se uma nova nomenclatura, através dos conceitos de fator de capitalização, prateleira de projetos, carteira de projetos, fator de participação, fator de flexibilidade e fator de contratação. Estes conceitos constituem uma contribuição deste trabalho e são fundamentais na estruturação da metodologia e do modelo propostos.

3. Análise do Problema de Avaliação de Projetos em Ambiente Competitivo

A análise do problema global de planejamento permitiu identificar que o problema de avaliação de projetos em ambiente competitivo passa a contar com um novo elemento: o risco. Assim, o problema de avaliação de projetos foi estruturado considerando-se a análise integrada dos aspectos de retorno e risco. Para viabilizar esta integração, o problema foi caracterizado e estruturado sob dois enfoques, o técnico-econômico (gestão empresarial) e o econômico-financeiro (gestão de mercado).

4. Esquematização da Metodologia para Avaliação de Projetos de Investimento

A estruturação e caracterização do problema de avaliação de projetos permitiu detectar que as metodologias para análise de projetos utilizadas no setor pré-reforma não são adequadas ao novo ambiente. Isto ocorre especialmente devido às novas características do setor, como a livre negociação de energia, as novas possibilidades de negócios entre os agentes, a criação do Mercado Atacadista de Energia e a participação privada no financiamento de ativos no setor. Assim, dada a necessidade de uma abordagem metodológica adequada ao ambiente competitivo, este trabalho propôs uma nova metodologia para a análise de projetos de investimento.

5. *Análise dos Métodos para Avaliação de Projetos em Ambiente Competitivo*

O levantamento da literatura sobre os métodos de avaliação de ativos foi realizado de forma extensa, visando não só identificar o estado da arte, mas principalmente determinar sua aplicação na avaliação de projetos do setor elétrico em ambiente competitivo.

Uma contribuição deste trabalho foi a adequação destes métodos, tradicionalmente empregados em finanças empresariais, à realidade da avaliação de ativos no setor elétrico. Especialmente no caso da teoria de carteiras e da teoria de opções, cuja adequação consistiu em um desafio transposto durante a execução do trabalho. O resultado destas adequações foi apresentado num dos mais importantes fóruns de planejamento econômico-financeiro do setor, através dos trabalhos referenciados por [73] e [69].

6. *Desenvolvimento do Modelo SUN*

O modelo SUN proposto no presente trabalho, foi estruturado segundo a abordagem de simulação dinâmica, e foi desenvolvido a partir do trabalho de dissertação de mestrado de SILVEIRA [25], onde é proposto o modelo MPEF/DS.

Parte do modelo SUN foi desenvolvida e implementada durante a primeira fase deste trabalho de doutorado (exame de qualificação). Nesta etapa, em que utilizou-se o *software Powersim* para a implementação computacional, o modelo contava apenas com a modelagem simplificada dos subproblemas de investimento e financiamento. Nesta primeira fase do trabalho, o modelo SUN efetuava apenas análise de retorno e valor de projetos de investimento.

Logo após a defesa do exame de qualificação, o modelo SUN começou a ser aperfeiçoado. Assim, iniciou-se o estudo conceitual e a modelagem computacional do subproblema de gestão financeira, ainda empregando-se o *software Powersim*. No entanto, logo identificou-se que o *software* empregado apresentava diversas restrições de implementação, destacando-se por exemplo, a dificuldade de modelagem computacional de matrizes multidimensionais e o desenvolvimento de novas funções.

Sendo assim, optou-se por re-implementar o modelo até então desenvolvido utilizando-se o *software MatLab*, e adotar este *software* na implementação completa do modelo. A etapa seguinte foi o estudo e a modelagem computacional do subproblema de

gestão operacional, fundamentado pelas regras do Mercado Atacadista de Energia, disponíveis em [5]. Em seguida foi efetuado o estudo conceitual, a adaptação e modelagem computacional dos contratos de opção e a adaptação e modelagem da teoria de carteiras.

O *software MatLab* propiciou a implementação modular do modelo proposto, facilitando a execução da depuração computacional. Além disso, apresenta ferramentas para a construção de ambientes gráficos, empregados na implementação do modelo SUN.

7.2 Tópicos para Pesquisa

Além das contribuições apontadas, as investigações revelaram uma série de tópicos de pesquisas relevantes, tanto do ponto de vista de metodologia quanto de modelagem. Alguns desses tópicos são apresentados a seguir, não só visando futuros trabalhos, mas também visando compor um projeto de pesquisa mais amplo, apoiado na plataforma conceitual e no modelo computacional desenvolvido no presente trabalho.

1. *Extensões da Metodologia*

A metodologia para avaliação de projetos de investimento comporta uma série de aperfeiçoamentos, especialmente no que diz respeito à avaliação de negócios regulados. A metodologia proposta no presente trabalho é adequada para a avaliação de ativos de geração. Sua adequação para ativos regulados (transmissão e distribuição) permitiria a extensão da modelagem para o nível corporação. Assim, seria possível avaliar projetos de transporte de energia, através da definição de Unidades Estratégicas de Negócios de transmissão e distribuição. Este trabalho exigiria a adaptação da metodologia e do modelo apresentados.

2. *Aperfeiçoamento no Modelo Computacional*

O modelo computacional SUN comporta também diversos melhoramentos; entre eles, citam-se:

- aprimoramento do subproblema de gestão operacional, com inclusão de outras regras do MAE;

- aperfeiçoamento do subproblema de gestão financeira, através da modelagem de outras fontes de capital de giro;
- elaboração de módulos para avaliação de ativos regulados, e
- modelagem do nível corporativo, incluindo a modelagem de UEN's reguladas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A.J. Wood, "Corporate Models – A New Tool for Planning", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-90, nº 2, March/April 1971.
- [2] A.M. Khan, D. P. Fiorino "The Capital Asset Pricing Model in Project Selection", *The Engineering Economist*, Vol. 37, nº 2, Winter, 1992.
- [3] A.Z. Sanvicente, *Administração Financeira*, Atlas, São Paulo, 1995.
- [4] ANEEL/SER, *Revisão Tarifária Escelsa - Reposicionamento Tarifário: Metodologia e Critérios*, Janeiro de 1999.
- [5] ASMAE/COEX. *Documento Básico de Regras do MAE - Regras de Implementação*, 2000.
- [6] B.G. Gorenstin, N.M. Campodonico, J.P Costa, M.V.F. Pereira, "Power System Planning under Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, nº 1, 1993.
- [7] C. Perin Filho, *Introdução à Simulação de Sistemas*, Editora da Unicamp, 1995.
- [8] C.D. Ko, M. Backer, F.E. Wicks, "Integration of Financial Constraints into Optimal Generation Planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PAS - 103, nº 4, April 1984.
- [9] C.M.L. Torres, "Planejamento Econômico-Financeiro de uma Empresa de Energia Elétrica", *Anais do IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GPO, Grupo VII, 1977.
- [10] Companhia Paranaense de Energia S.A./Diretoria Financeira, *Análise da Proposta CIEN/CTM - Companhia de Interconexão Brasil-Argentina*, Março de 1999.
- [11] Coopers & Lybrand, *Relatórios do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*, 1995.
- [12] D. Durand, "The Cost of Debt and Equity Funds for Business", reproduzido em Ezra Solomon, *The Management of Corporate Capital*, NewYork, 1959.

- [13] D. Geraghty, J. Lyneis, "A New Strategic Model for Electric Utilities", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PAS - 103, nº 7, July 1984.
- [14] D. Pilipovic, *Energy Risk – Valuing and Managing Energy Derivatives*, McGraw Hill, 1997.
- [15] DEPF/Eletróbrás, "*Modelo Econômico-Financeiro do Setor de Energia Elétrica*", Subcomitê de Planejamento de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, Maio 1979.
- [16] E. Solomon, *The Theory of Financial Management*, New York, 1963.
- [17] E.A. Menezes e N.C.A. Costa, "Comparando Métodos de Avaliação: TIR, VPL, CAPM", *Anais do Encontro Nacional de Engenharia de Produção*, Florianópolis, 1993.
- [18] E.O. Teisberg, "Valuing Investments with Inherent Flexibility", *EPRI – Proceedings of 1988 Utility Strategic Issues Forum*, Planning in a Competitive Environment, 1988.
- [19] EPRI, *Analysis of Risky Investments for Utilities*, EPRI EA-3214, September 1983.
- [20] EPRI, *Applications of Option Valuation Techniques to Utility Decision Making*, EPRI TR-104579, November 1994.
- [21] F. Black, e M. Scholes, "The Pricing of Options and Corporate Liabilities", *Journal of Political Economy* 81, 637-659, 1973.
- [22] F. Modigliani e M.H. Miller. "The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment", *American Economic Review*, june 1958.
- [23] F.B. Luce, J.Q. Moraes, "O Modelo de Formação de Preços de Ativos – Teoria e Evidência", *Revista de Administração de Empresas*, Rio de Janeiro, out/dez 1979.
- [24] F.G. Francescutti, J.B. Hollanda, M. Pszczol, *Modelo Corporativo - Nova Tecnologia para o Planejamento Econômico-Financeiro*, Subcomitê de Planejamento de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, Dezembro 1980.
- [25] F.S.V. Silveira, *Um Modelo para Planejamento Econômico-Financeiro de Empresas de Energia Elétrica Adequado ao Ambiente Competitivo*, Dissertação de Mestrado, Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis,

- SC, Agosto de 1997.
- [26] G. B. Schuch, Um Modelo para Estudos da Demanda de Energia Elétrica em Ambiente Competitivo, Tese de Doutorado, EEL/UFSC, Florianópolis, SC, Março 2000.
 - [27] G. Gordon, *System Simulation*, Prentice-Hall, 1969.
 - [28] G.A. Mulligan, M. Backer, F.E. Wicks, C.D. Ko, W.L. Rutz, "Applications of Improved Financial Simulation Techniques to the Evaluation of Electric Alternatives for New York State", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PAS – 100, nº 4, April 1981.
 - [29] G.B. Stewart III, *The Quest for Value: The EVA Management Guide*, HarperCollins Publishers, 1990.
 - [30] H. Markowitz, *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*, John Wiley and Sons, New York, 1959.
 - [31] H.M. Merrill, J.W. Feltes, "Quick Spread Sheet Corporate Models for Strategic Planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-1, nº 3, August 1986.
 - [32] J. C. G. Alcântara, "O Modelo de Avaliação de Ativos – Aplicações", *Revista de Administração de Empresas*, Rio de Janeiro, jan/mar 1981.
 - [33] J. E. Smith and R. F. Nau, "Valuing Risky Projects: Option Pricing Theory and Decision Analysis", *Management Science*, Vol. 41, nº 5, May 1995.
 - [34] J.H. Sosinski, P. Ghose, B.C. Huntzinger, W.G. Ireson, "Incorporating Investment Opportunities into Economic Evaluations to Minimize Corporate Revenue Requirements", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PAS – 97, nº 1, January/February 1978.
 - [35] J.R. Emshoff, R. L. Sisson, *Design and Use of Computer Simulation Models*, The Macmillan Company, 1970.
 - [36] J.W. Forrester, *Industrial Dynamics*, Second Preliminary Edition, Wright-Allen Press, July 1976.
 - [37] J.W. Forrester, *Principles of Systems*, Second Preliminary Edition, Wright-Allen

- Press, July 1976.
- [38] K. Gosh and V. C. Ramesh, "An Options Model for Electric Power Markets", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 19, n° 2, 1997.
 - [39] K. Lehn, A.K. Makhija, "EVA & MVA as Performance Measures and Signals for Strategic Change", *Strategy and Leadership*, May-June 1995.
 - [40] L. Trigeorgis, "Real Options and Interactions with Financial Flexibility", *Financial Management*, Autumn 1993.
 - [41] L.S. Hyman, *The Privatization of Public Utilities*, Public Utilities Reports, Inc, Vienna, Virginia, 1995.
 - [42] M. Morozowski, F.S.V. Silveira, "A Simulation Approach to Financial Planning of Electric Utilities in Deregulated Business Environments", *Proceedings of 15th International System Dynamics Conference*, August 1997, Istanbul, Turquia.
 - [43] M. Morozowski, *Planejamento de Sistemas Elétricos em Ambiente Competitivo: Conceitos e Metodologia*, Concurso para Professor Titular, Área: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, EEL/UFSC, Florianópolis, SC, Fevereiro 1998.
 - [44] M. Morozowski, *Planejamento Integrado de Sistemas Multiárea com Restrições de Energia e de Confiabilidade: Uma Abordagem via Programação Estocástica*, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Janeiro 1995.
 - [45] M.A. Sager, A.J. Wood, "Electric Utility Corporate Models", *Proceedings of Fourth Power Systems Computations Conference*, September 1972.
 - [46] M.V.F. Pereira, S.H.F. Cunha, L.A. Terry, A. Mossé, "Modelos Computacionais para Planejamento e Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte", *SBA: Controle e Automação*, Vol. 1, n° 1, 1990.
 - [47] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, S.H.F. Cunha, G.C. Oliveira, "A Decomposition Approach to Automated Generation and Transmission Planning", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS – 104, n° 11, 1985.
 - [48] *Manuais do Software MATLAB 5.3*, MathWorks Inc, 1999.
 - [49] *Manuais do Software Powersim 2.5*, Isdalstø, Norway, 1993.
 - [50] N. Casarotto, B. H. Kopittke, *Análise de Investimentos*, Atlas, São Paulo, 1994.

- [51] N.C.A. Costa, E.A. Menezes e B. Asrilhant, *Avaliação Econômica de Projeto: Uma Abordagem do CAPM*, Relatório COPPEAD 290, Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração, UFRJ, Junho, 1994.
- [52] N.M. Campodónico, J.P. Costa, B.G. Gorenstin,, M.V.F. Pereira, "*Expansão da Capacidade de Geração Atendendo a Restrições Financeiras - Uma Abordagem Simplificada*", Eletrobrás, Relatório Técnico nº 302, 1989.
- [53] P. Fusaro, *Energy Risk Management – Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Markets*, McGraw – Hill, 1998.
- [54] P.E.F. Almeida, M.E.L. Torres, "Simulação Financeira Aplicada ao Planejamento de Expansão de Empresa de Energia Elétrica", *Anais do IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GPO, Grupo VII, 1977.
- [55] P.E.F. Almeida, P.C.T. Bechtluft, R.P.B. Batista, A.J. Woitowicz, "Planejamento da Expansão de um Sistema Hidrotermoelétrico Considerando Restrições Financeiras versus Confiabilidade", *Anais do VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GPL, Grupo VII, Balneário Camboriú, SC, 1981.
- [56] P.K. Coats, D.L. Chesser, "Coping With Business Risk through Probabilistic Financial Statement", *Simulation*, April 1982.
- [57] R. Bjorgan, H. Song, C. Liu, R. Dahlgren, "Pricing Flexible Electricity Contrats", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, nº 2, May 2000.
- [58] R.A. Brealey and S.C. Myers, *Principles of Corporate Finance*, McGraw-Hill, 1996.
- [59] R.C. Meier, W.T. Newell, H.L. Pazer, *Simulation in Business and Economics*, Prentice-Hall, 1969.
- [60] S. A. Ross, R. W. Westerfield, J. F. Jaffe, *Administração Financeira – Corporate Finance*, Atlas, São Paulo, 1995.
- [61] S. Hunt and G. Shuttleworth, *Competition and Choice in Electricity*, National Economic Research Associates (NERA). John Wiley & Sons, 1996.
- [62] S. Majumdar and D. Chattopadhyay, "A Model for Integrated Analysis of

Generation Capacity Expansion and Financial Planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, n° 2, May 1999.

- [63] S. Mitra, C. Gassen, *Investment Analysis and Portfolio Management*, HBJ, 1981.
- [64] S. N. Siddiqi, "Project Valuation and Power Portfolio Management in a Competitive Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, n° 1, February 2000.
- [65] S.C. Myers, "Interactions of Corporate Financing and Investment Decisions – Implications for Capital Budgeting", *Journal of Finance*, Vol. 29, March 1974.
- [66] T.A. Luehrman, "Investment Opportunities as Real Options: Getting Started on the Numbers", *Harvard Business Review*, July-August 1988.
- [67] T.H. Naylor, C. Jeffress, "Corporate Simulation Models: A Survey", *Simulation*, Simulation Councils Inc., June 1975.
- [68] W. F. Sharpe, "Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk", *Journal of Finance*, September 1964.

PUBLICAÇÕES RELACIONADAS À TESE

- [69] F.S.V. Silveira, M. Morozowski, "Modelo Integrado para Análise de Risco e Valor de Projetos de Investimento no Setor Elétrico", *Anais do VII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico Brasileiro*, Outubro de 1999, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil
- [70] F.S.V. Silveira, M. Morozowski, "Planejamento Econômico-Financeiro de Empresas de Energia Elétrica: Uma Abordagem Adequada ao Ambiente Competitivo", *Anais do VI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Maio de 1998, Salvador, Bahia.
- [71] F.S.V. Silveira, M. Morozowski, "Planejamento sob Restrições Financeiras: Uma Abordagem Adequada ao Ambiente Competitivo", *Anais do XII Congresso Chileno de Engenharia Elétrica*, Novembro de 1997, Temuco, Chile.
- [72] F.S.V. Silveira, M. Morozowski, "Uma Abordagem Via Dinâmica de Sistemas para a Análise Econômico-Financeira de Projetos de Energia Elétrica em Ambiente Competitivo", *Anais do XII Congresso Brasileiro de Automática*, Setembro de 1998, Uberlândia, Minas Gerais.
- [73] F.S.V. Silveira, M. Morozowski, I. C. Nasser, C. L. C. Sá Junior, "Contratos de Energia: Impactos de Cláusulas de Flexibilidade", *Anais VIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico Brasileiro*, Outubro de 2000, Brasília, Distrito Federal, Brasil.
- [74] M. Morozowski, F.S.V. Silveira, "A Simulation Approach to Financial Planning of Electric Utilities in Deregulated Business Environments", *Proceedings of 15th International System Dynamics Conference*, August 1997, Istanbul, Turquia.
- [75] M. Morozowski, F.S.V. Silveira, "Integrated Model for Energy System Planning: A System Dynamics Approach", *Proceedings of 15th International System Dynamics Conference*, August 1997, Istanbul, Turquia.
- [76] M. Morozowski, F.S.V. Silveira, "Value and Risk Evaluation of Power Projects: A

System Dynamics Approach", *Proceedings of 2000 International System Dynamics Conference*, Agosto de 2000, Bergen, Norway.

- [77] R.C.G. Teive, F.S.V. Silveira, M. Morozowski, "A Strategic Decision Support System for Electric Utility Companies: An Analysis Tool for Projects Portfolio Management", *Anais do VII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Maio de 2000, Curitiba, Paraná, Brasil.
- [78] R.C.G. Teive, F.S.V. Silveira, M. Morozowski, "A Strategic Decision Support System for Electric Utility Company in a Competitive Environment", *Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring, and Power Technologies 2000*, Abril de 2000, London, United Kingdom.